



# **Energiespeicher und deren Netzintegration in der Planungsregion Vorpommern**

Herausgeber:

Regionaler Planungsverband Vorpommern

Am Gorzberg, Haus 8

17489 Greifswald

Telefon: 03834 / 51 49 39 0

Fax: 03834 / 51 49 39 70

Mail: [poststelle@afrlvv.mv-regierung.de](mailto:poststelle@afrlvv.mv-regierung.de)



**Bearbeiter:**



Dr.-Ing. Grüttner Energie · Umwelt · Strategie UG (haftungsbeschränkt)  
18239 Hohen Luckow  
Bützower Straße 1 a

**Abschnitt 3:**



Innovations- und Bildungszentrum Hohen Luckow e.V.  
Bützower Str. 1a  
18239 Hohen Luckow

Im Auftrag des Regionalen Planungsverbands Vorpommern

Dr.-Ing. Frank Grüttner, Projektleiter

Rostock/Hohen Luckow, 05. März 2018



## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Kartenverzeichnis .....	9
Tabellenverzeichnis .....	9
Abkürzungen .....	10
0. Einleitung .....	11
1. Untersuchungsrahmen .....	12
2. Die Planungsregion Vorpommern.....	13
2.1 Kurzbeschreibung der Region .....	13
2.2 Energetische Beschreibung der Region.....	14
2.3 Energienetze in der Region Vorpommern .....	17
2.3.1 Bestehende Energienetze.....	17
2.3.2 Ausbau der Energienetze .....	18
2.4 Einbindung der EE-Anlagen in die bestehenden Energienetze.....	20
2.5 Potenzielle Speicherstandorte in der Region.....	21
2.5.1 Wirtschaftsstrukturelle Aspekte.....	21
2.5.2 Ansatzpunkte für Speicherstandorte .....	21
2.5.3 Vorpommern als Standort eines deutschen Flüssiggasterminals? .....	24
3. Speicher und Speichersysteme zur Speicherung von Energie .....	25
3.1 Aufgaben von Energiespeichern .....	25
3.2 Kenngrößen von Energiespeicher (Auswahl) .....	26
3.3 Arten von Energiespeichern.....	28
3.4 Energiespeicher und Sektorenkopplung .....	29
3.5 Standortvoraussetzungen der Region Vorpommern für Speichersysteme .....	30
4. Energiebilanz Vorpommern 2015 .....	32
4.1 Geltungsbereich der Energiebilanz Vorpommern 2015 .....	32
4.2 Datenbasis der Energiebilanz Vorpommern 2015 .....	33
4.3 Ergebnisse der Energiebilanzierung für Vorpommern 2015.....	34
4.4 Plausibilisierung der Ergebnisse der Energiebilanzierung für Vorpommern 2015 .....	38
5. Energiebilanz 2030 mit Speichern und Sektorenkopplung.....	39
5.1 Regionale Optionen für Speicher und Sektorenkopplung .....	39
5.2 Szenarien für den Ausbau der EE-Stromerzeugung bis 2030.....	40
5.3 Energiebilanz 2030 im Szenario „Ohne weiteren EE-Ausbau“ .....	41

5.4	Plausibilisierung der Zielbilanz 2030 im Szenario „Ohne weiteren EE-Ausbau“ .....	44
5.5	Abbildung von Speichern und Sektorenkopplung in der Energiebilanz.....	45
5.6	Effekte von Speichern und Sektorenkopplung bei fortgesetztem EE-Ausbau.....	46
6.	Abregelungen und zuschaltbare Lasten in Vorpommern .....	50
6.1	Einspeisemanagement in Vorpommern .....	50
6.2	Zuschaltbare Lasten in Deutschland .....	51
6.3	Zuschaltbare Lasten in Vorpommern.....	51
7.	Räumliche Analyse von Energieerzeugung und -verbrauch .....	53
7.1	Entwicklung der erneuerbaren Energieerzeugung in Vorpommern.....	54
7.2	Räumliche Verteilung der Energieerzeugung 2015 in Vorpommern .....	57
7.3	Räumliche Verteilung des Energieverbrauchs 2015 in Vorpommern.....	58
7.4	Räumlicher Vergleich von Energieerzeugung und -verbrauch.....	59
8.	Unternehmen zu Speichern und Sektorenkopplung .....	61
8.1	Stadtwerke Greifswald .....	61
8.2	HanseGas und Vorpommern-Netz .....	63
8.3	Stadtwerke Rostock .....	66
8.4	Stadtwerke Schwerin .....	69
8.5	ENERTRAG Aktiengesellschaft.....	74
8.6	WEMAG Aktiengesellschaft.....	75
8.7	Möglichkeiten der Kooperation zwischen Unternehmen und Regionalplanung.....	78
9.	Wirtschaftlichkeit von Speichern, Einfluss auf Netzentgelte.....	80
9.1	Spezifische Kosten von Speichern und Speichersystemen .....	80
9.2	Speicher und Netzentgelte.....	82
10.	Entwicklung von Standortvorschlägen .....	84
10.1	Analyse speicherrelevanter Standortfaktoren.....	85
10.2	Standortvorschläge - Kurzbeschreibung potenzieller Speicherstandorte .....	87
10.2.1	<i>Power to gas</i> -Speicherstandort Lubmin .....	92
10.2.2	<i>Power to gas</i> -Speicherstandort Wolgast.....	93
10.3	Vorschläge für eine Speicher-Standortpolitik .....	95
10.4	Empfehlungen für Speicherstandorte und Netzintegration .....	99
11.	Planungsprozesse für <i>power to gas</i> -Speichersysteme .....	101
11.1	Planungsprozesse für Energieanlagen in der Raum- und Regionalplanung .....	101
11.2	Planungsprozess für Energieanlagen bei Vorhabenträgern.....	102
11.3	Spezifik von <i>power to gas</i> -Speichersystemen.....	105
11.4	Planung von <i>power to gas</i> -Speichersystemen .....	107
11.5	Entscheidungsparameter von <i>power to gas</i> -Speichersystemen.....	109

11.6 Rechtliche Rahmenbedingungen für <i>power to gas</i> -Speichersysteme .....	113
12. Zusammenfassung .....	116
13. Literatur- und Quellenverzeichnis .....	121
Anhang .....	125
A.1 Kartendarstellungen.....	126
A.2 Daten zur Region Vorpommern .....	137
A.3 Technologisches Tableau Energiespeicher .....	139
A.4 Energiebilanz der Region Vorpommern 2015 (in Mengeneinheiten).....	141
A.5 Energiebilanz der Region Vorpommern 2030 (in Mengeneinheiten).....	142

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: WEA-Größenentwicklung in der Region Vorpommern.....	21
Abbildung 2: Netzanbindung der EE-Anlagen in der Region Vorpommern 2010 und 2016 .....	22
Abbildung 3: Leistungs-Kapazitäts-Diagramm für Energiespeicher /19/ .....	28
Abbildung 4: Prognose zum Einsatz von Energiespeichern nach 2030 /18/ .....	29
Abbildung 5: Energiebilanz der Region Vorpommern 2015.....	36
Abbildung 6: Vergleich der Verbrauchsstrukturen von Region und Land.....	38
Abbildung 7: In der Energiebilanz 2030 abgebildete Prozessketten.....	40
Abbildung 8: Szenarien für die Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Vorpommern bis 2030 .....	41
Abbildung 9: Energiebilanz der Region Vorpommern 2030 (ohne EE-Ausbau) .....	43
Abbildung 10: Entwicklung der Strombilanz in Vorpommern bis 2030 .....	47
Abbildung 11: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung in Vorpommern bis 2030 .....	48
Abbildung 12: Entwicklung des Bezugs von fossilem Erdgas in Vorpommern bis 2030 .....	48
Abbildung 13: Szenarien-Vergleich des Bezugs von fossilem Erdgas in Vorpommern 2015/2030.....	49
Abbildung 14: Entwicklung des Bezugs fossiler Energieträger in Vorpommern bis 2030.....	49
Abbildung 15: Entwicklung der Leistung der EE-Stromerzeugungsanlagen in Vorpommern .....	55
Abbildung 16: Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Vorpommern .....	55
Abbildung 17: Entwicklung der Leistung der EE-Wärmeanlagen in Vorpommern (ohne KWK) .....	56
Abbildung 18: Entwicklung der EE-Wärmeerzeugung in Vorpommern (ohne KWK).....	56
Abbildung 19: GuD-Anlage der Stadtwerke Rostock AG am Standort Marienehe .....	66
Abbildung 20: System der Energieerzeugung in Schwerin.....	69
Abbildung 21: Einsatz des Wärmespeichers der Stadtwerke Schwerin (Winter, schematisch) .....	72
Abbildung 22: Erzeuger-Einsatzplanung der Stadtwerke Schwerin (Winter, Beispiel) .....	73
Abbildung 23: Enertrag - Hybridspeicherkraftwerk .....	75
Abbildung 24: Batteriespeicher der WEMAG AG .....	76
Abbildung 25: power to hydrogen-Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe.....	78
Abbildung 26: Ökonomisches Ragone-Diagramm von Energiespeichern /3/, S.38 .....	81
Abbildung 27: Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern /42/,S.26 .....	82
Abbildung 28: Speicherstandorte in der Region Vorpommern.....	89
Abbildung 29: Speicherstandorte und Netzanbindung in der Region Vorpommern .....	91
Abbildung 30: power to gas-Speichersystem Lubmin - Konzept.....	93
Abbildung 31: power to liquid-Speichersystem Wolgast - Konzept.....	94
Abbildung 32: Planungsmethodik für Wärmespeicher in Stadtquartieren.....	104
Abbildung 33: power to x - Begriffstaxonomie und Schlüsselverfahren /40/, S. 329 .....	106
Abbildung 34: power to gas-Nutzungspfade.....	107
Abbildung 35: Planungsprozess zur Standortsuche für Energiespeicher .....	108
Abbildung 36: Wichtige Entscheidungen im power to gas-Planungsprozess .....	110
Abbildung 37: Wesentliche Untersuchungsschritte im Überblick .....	116



## Kartenverzeichnis

Karte 1: Verteilung der Einwohner in den Gemeinden der Region Vorpommern .....	126
Karte 2: Gewerbestandorte und Logistik in der Region Vorpommern .....	127
Karte 3: Energienetze in der Region Vorpommern .....	128
Karte 4: Räumliche Verteilung der Windstromerzeugung 2015 in der Region Vorpommern .....	129
Karte 5: Räumliche Verteilung der EE-Stromerzeugung 2015 in der Region Vorpommern .....	130
Karte 6: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs 2015 in der Region Vorpommern .....	131
Karte 7: Räumliche Verteilung des Wärmeverbrauchs 2015 in der Region Vorpommern .....	132
Karte 8: Räumliche Verteilung des Kraftstoffverbrauchs 2015 in der Region Vorpommern.....	133
Karte 9: Verhältnis Erzeugung/Verbrauch Strom 2015 in der Region Vorpommern.....	134
Karte 10: Verhältnis Erzeugung/Verbrauch Wärme 2015 in der Region Vorpommern.....	135
Karte 11: Verhältnis Erzeugung/Verbrauch Kraftstoffe 2015 in der Region Vorpommern .....	136

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gemeindegrößenstruktur in Vorpommern am 31.12.2015 .....	13
Tabelle 2: Flexibilisierungsoptionen.....	25
Tabelle 3: Standortvoraussetzungen der Region Vorpommern für Speichersysteme.....	31
Tabelle 4: Energiebilanz der Region Vorpommern 2015 (in TJ) .....	35
Tabelle 5: Endenergieverbrauch in der Region Vorpommern 2015 (in TJ) .....	37
Tabelle 6: Energiebilanz der Region Vorpommern 2030 (in TJ) .....	42
Tabelle 7: Veränderung des Energieverbrauchs im Pkw-Straßenverkehr (in PJ) .....	44
Tabelle 8: Technisch nutzbares Nachfrage-Potenzial nach Verbrauchersektoren /32/ .....	51
Tabelle 9: Regionalisierung des Energieverbrauchs (gerundet) in Vorpommern 2015 .....	59
Tabelle 10: E/V-Rankingergebnisse der Gemeinden in Vorpommern 2015 .....	60
Tabelle 11: Technische und wirtschaftliche Parameter von Speichertechnologien /41/,S.42 .....	81
Tabelle 12: Flächenbedarf von Energiespeichern in M-V (Beispiele).....	87
Tabelle 13: Elektrische Leistung von power to heat-Speichern in Vorpommern /6/.....	88

## Abkürzungen

BFO	-	Bundesfachplan Offshore,
BHKW	-	Blockheizkraftwerk,
BVES	-	Bundesverband Energiespeicher e.V. (Berlin),
CCS	-	carbon capture and storage,
DBFZ	-	Deutsches Biomasseforschungszentrum (Leipzig),
dena	-	Deutsche Energie-Agentur GmbH(Berlin),
DOD	-	depth of discharge (Entladungstiefe),
DSI	-	demand side integration,
DSK	-	Doppelschichtkondensator,
DSM	-	demand side management,
DVGW	-	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (Bonn),
DWW	-	Druckwasserwäsche,
EE	-	erneuerbare Energie,
EEV	-	Endenergieverbrauch,
EFH	-	Einfamilienhaus,
EKT	-	Entnahme-Kondensationsturbine,
ETG	-	Energetische Gesellschaft (beim VDE - Frankfurt am Main),
FW	-	Fernwärme,
GHDS	-	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und sonstige Wirtschaftszweige,
GuD	-	Gas- und Dampfkraftwerk,
HWE	-	Heißwassererzeuger,
HKW	-	Heizkraftwerk,
KBA	-	Kraftfahrtbundesamt,
KWK	-	Kraft-Wärme-Kopplung,
MFH	-	Mehrfamilienhaus,
NAP	-	Netzausbauplan,
NEP	-	Netzentwicklungsplan,
NEL	-	Nordeuropäische Erdgasleitung,
NWG	-	Nichtwohngebäude,
OPAL	-	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung,
OWP	-	Offshore-Windpark,
PbL	-	Power and Biomass to Liquid,
PEV	-	Primärenergieverbrauch,
PtG	-	Power to Gas,
PtH	-	Power to Heat,
PtL	-	Power to Liquid,
REK	-	Regionales Energiekonzept,
SMES	-	Supraleitender Magnetischer Energiespeicher,
SOC	-	state of charge (Ladezustand),
UW	-	Umspannwerk,
ÜNB	-	Übertragungsnetzbetreiber,
VNB	-	Verteilnetzbetreiber,
VRB	-	Vanadium-Redox-Flow-Batterie,
ZFH	-	Zweifamilienhaus
M-V	-	Mecklenburg-Vorpommern,
VP	-	Vorpommern

## 0. Einleitung

Energiespeicher und ihre Netzintegration sind ein wichtiger Baustein zur Umsetzung des Regionalen Energiekonzepts Vorpommern /1/ des Regionalen Planungsverbands Vorpommern. Dieser Bericht zeigt Möglichkeiten auf, die zunehmende erneuerbare Energieerzeugung in der Region mit Speichern und Speichersystemen zu verknüpfen. Dadurch können nicht nur die Erneuerbaren Energien stärker (vor Ort) genutzt und die Stromnetze entlastet werden, sondern z.B. auch die EE-Anteile im Wärme- und im Verkehrsbereich erhöht sowie die Flexibilisierung der Energieversorgung und die Sektorenkopplung vorangetrieben werden.

Um die Möglichkeiten und den Bedarf an Energiespeichern in der Region Vorpommern zu ermitteln, werden zunächst die regionalen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Anlage von Speichern analysiert. Im Weiteren werden als eine Sonderform der Speicherung zuschaltbare bzw. steuerbare Lasten betrachtet. Durch eine gezielte räumliche Analyse der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs werden der Speicherbedarf und die technischen Voraussetzungen sowie der aktuelle Bedarf an regionalen Speicherstrukturen dargestellt. In weiterführenden Analysen werden Speicherstandorte vorgeschlagen, die Rolle von Speichern in der Sektorenkopplung untersucht und erste Vorschläge für den Einsatz raumplanerischer Instrumente erarbeitet.

Verschiedene Untersuchungen /2/, /3/, /4/ zur Bedeutung der Energiespeicherung für die Energieversorgung zeigen, dass der Einsatz von Energiespeichern zur Bewältigung künftiger Anforderungen unverzichtbar ist. Dies gilt auch und in besonderem Maße für die Region Vorpommern, die mit einer wachsenden erneuerbaren Energieversorgung sowie mit bedeutenden Energiestandorten zur gesamtdeutschen Energiewende beiträgt.

Bereits wenige Zahlen verdeutlichen die Herausforderungen und die Chancen: Die in der Region Vorpommern vorhandene durchschnittliche elektrische Gesamtlast aller Verbraucher kann in grober Näherung mit ca. 280 MW angegeben werden<sup>1</sup>. In der Region selbst sind derzeit konventionelle Stromerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von knapp 80 MW installiert. Hinzu kommen erneuerbare Energieanlagen mit einer elektrischen Leistung von ca. 1.600 MW, darunter Windenergieanlagen mit ca. 960 MW sowie PV-Anlagen mit 560 MW mit einer schwankenden Einspeiseleistung. Die Leistung aller Stromerzeugungsanlagen übersteigt somit die Gesamtlast um das Sechsfache. Daher definiert auch die Energiepolitische Konzeption des Landes /5/ Maßnahmen, um die Wärmespeicherung, aber auch die Stromspeicherung zu unterstützen, um einen ausgewogenen Energiemix zu gewährleisten, die Energieeffizienz zu steigern und im Bereich der Energienetze den netzausbau zu begrenzen. Hierfür soll auch der Ansatz der raumplanerischen Standortsteuerung großer landschaftsrelevanter Anlagen weiterentwickelt werden.

---

<sup>1</sup> Das ist ein Viertel der Gesamtlast, die für M-V mit 1.120 MW angegeben wird /6/.

## 1. Untersuchungsrahmen

Für Energiespeicher lassen sich drei Hauptfunktionen benennen: *Erstens* die Verbesserung der Performance von Energieversorgungssystemen<sup>2</sup>, *zweitens* die Bevorratung von Energieträgern im Rahmen der Krisenvorsorge und *drittens* die zunehmende Integration von Erneuerbaren Energien (EE) in das Energieversorgungssystem. Im Folgenden werden **Speicher für die EE-Integration** betrachtet.

Den räumlichen Untersuchungsrahmen bildet die **Planungsregion Vorpommern**. Zeitlich wird die Entwicklung der Energieversorgung von heute bis zum Jahr 2030 betrachtet. Dazu wird ihre gegenwärtige Energieversorgung mit Daten beschrieben, die überwiegend für die Jahre 2015 und 2016 gelten (entsprechend dem amtlichen Datenstand – für 2017 liegen erst wenige Daten vor).

Dem regionalen Untersuchungsschwerpunkt gemäß stehen Speichertechnologien, Rahmenbedingungen, Speicherbedarfe und -wirkungen im Mittelpunkt, die aufgrund ihrer Größe bzw. ihrer räumlichen Wirkungen regionalplanerisch relevant sind. Im Mittelpunkt stehen daher **Speichersysteme zur Sektorenkopplung**<sup>3</sup>, jedoch werden zwar auch Speicher in den einzelnen Energiesektoren betrachtet. Speicher lassen sich in Energie- und Leistungsspeicher unterteilen. Leistungsspeicher können netzdienlich kurzfristige Leistungsdisparitäten ausgleichen, wobei die Leistung aufgrund der hohen Speicherkosten eher klein im Vergleich zum Leistungsbedarf ist. Energiespeicher ermöglichen dagegen, die **Speicherung auch großer Energiemengen** über mittlere und längere Zeiträume.

Da diese Untersuchung das REK Vorpommern /1/ untersetzen soll und dazu eine regionale Perspektive einnimmt, wird die Energieversorgung anhand von **Jahresenergiebilanzen** beschrieben. Diese können keine Leistungsdisparitäten abbilden. Die hier erzielten Ergebnisse beziehen sich somit stärker auf die Energie- als auf die Leistungsspeicherung.

Die Bilanzen entsprechen in ihrer Bilanzierungsmethodik den Energiebilanzen der Bundesländer und sind somit direkt mit diesen vergleichbar. Zugleich bilden sie **alle Angebotssektoren**, d.h. Strom, Wärmeenergie, chemische Energie (Gase und EE-basierte Kraftstoffe) **und alle Nachfragesektoren** ab, d.h. Privathaushalte, Industrie, Verkehr, GHDS-Kleinverbraucher. Dadurch lassen sich einerseits Energieüberschüsse identifizieren und andererseits Möglichkeiten ihrer zukünftigen Verwendung durch Speicher und Sektorenkopplung aufzeigen.

---

<sup>2</sup> Die beiden anschließend genannten Aspekte sind faktisch konkret ausformulierte Merkmale der Performance: Speicher können als mit spezifischen Eigenschaften ausgestattete, verbindende Elemente betrachtet werden. Werden sie in Energiesysteme integriert, d.h. mit anderen Elementen wie Energiequellen und -senken zusammengeschaltet, erhöhen sich zugleich mit der Komplexität des Gesamtsystems auch dessen Leistungsfähigkeit, Funktionalität und Standfestigkeit.

<sup>3</sup> Die energetische Sektorenkopplung verbindet die Strom-, Wärme- und Gasnetze sowie den Mobilitätssektor durch *power to x*-Technologien. Die strukturelle Sektorenkopplung bezeichnet die Verbindungen der Angebotssektoren (Strom, Wärme, Gas) mit den Verbrauchersektoren (Haushalt, Gewerbe, Industrie, Verkehr). So u.a. der DVGW unter: <https://www.dvgw.de/themen/gas-und-energiewende/sektorenkopplung/>.

## 2. Die Planungsregion Vorpommern

### 2.1 Kurzbeschreibung der Region

Vorpommern ist die östlichste Planungsregion des Landes M-V. Ihre beiden Landkreise werden im Westen von der Region Rostock bzw. von der Region Mecklenburgische Seenplatte begrenzt. Im Süden schließt das Land Brandenburg an, im Südosten Polen. Im Norden und Osten verbinden ca. 380 km Außenküste die Region mit der Ostsee und im Weiteren mit Skandinavien und dem Baltikum. Diese Gesamtumgebung ist auch für die Speicherung von Energie relevant (Abschnitt 2.2).

Die Region Vorpommern stellt sich in wesentlichen Kennziffern so dar, wie sie im REK VP bereits beschrieben wurde: In einer Gesamtfläche von 7.140 km<sup>2</sup> lebten am 31.12.2015 463 Tsd. Einwohner (Einwohnerdichte 64,9 EW/km<sup>2</sup>; M-V insgesamt: 69 EW/km<sup>2</sup>). Zudem sind die Einwohner sehr ungleichmäßig auf diese Fläche verteilt, Karte 1 im Anhang 1. Sie leben in ca. 383 Tsd. Haushalten, woraus sich eine mittlere Haushaltsgröße von nur 1,21 Personen ergibt (Jahresdurchschnitt 2015).

Die Einwohner bewohnen ca. 265 Tsd. Wohnungen (einschließlich solcher in Wohnheimen und NWG). Der Wohnungsbestand verteilt sich auf 91 Tsd. EFH, 11 Tsd. ZFH und 18 Tsd. MFH. Die Wohnfläche beträgt 20,9 Mio. m<sup>2</sup>, so dass je Einwohner ca. 45,2 m<sup>2</sup> Wohnfläche zur Verfügung stehen.

Unter den 245 Gemeinden sind besonders die kleinen sehr zahlreich – ca. 200 Gemeinden haben weniger als 2.000 Einwohner. Mit Stralsund und Greifswald gibt es nur zwei größere und gleich große Gemeinden, die gemeinsam das einzige Oberzentrum im Zentrale-Orte-System der Region bilden und in denen allein fast 25 % der Einwohner angesiedelt sind, Tabelle 1.

Tabelle 1: Gemeindegrößenstruktur in Vorpommern am 31.12.2015

Gemeindegrößenklasse	Gemeinden	Einwohner	Anteil in %
	am 31.12.2015 / im Jahr 2015		
1	2	3	4
unter 200	9	1.532	0,3
200 bis unter 500	73	25.676	5,5
500 bis unter 1.000	83	59.548	12,9
1.000 bis unter 2.000	40	53.330	11,5
2.000 bis unter 3.000	13	30.954	6,7
3.000 bis unter 5.000	12	46.746	10,1
5.000 bis unter 10.000	7	55.848	12,1
10.000 bis unter 20.000	6	74.217	16,0
20.000 bis unter 50.000	0	0	0,0
50.000 bis unter 100.000	2	115.327	24,9
über 100.000	0	0	0,0
Insgesamt	245	463.178	100,0

Die Siedlungsstruktur ist somit noch kleinteiliger als die Gemeindestruktur. Die Gemeindestrukturen der beiden Landkreise sind einander ebenso ähnlich wie diejenigen von VP und M-V<sup>4</sup>. Weitere Daten zur Region Vorpommern enthält Anhang 2.

## 2.2 Energetische Beschreibung der Region

Für die Energiewirtschaft ist die Region Vorpommern von großer Bedeutung. Diese ergibt sich aus der geographischen Lage, aus den natürlichen Gegebenheiten sowie aus historischen Umständen:

Die Region ist ein wichtiger Standort für die Energiegewinnung. Insbesondere aber ist sie für den Umschlag von Energie von überregionaler, nationaler und europäischer Bedeutung. Da sich aus den energiewirtschaftlichen Strukturen auch eine besondere Bedeutung als potenzieller Speicherstandort ableitet, werden hier die wichtigsten Infrastrukturen kurz beschrieben, die für die Gewinnung und für den Umschlag von Energie in der Region vorhanden sind bzw. in die diese eingebunden ist:

### Gewinnung/Erzeugung:

- In der Region werden große Mengen erneuerbarer Energien gewonnen - insbesondere als Wind- und PV-Strom, aber auch als Strom und Wärme aus Bioenergie. Etwa ein Drittel der in M-V vorhandenen EE-Stromerzeugungskapazitäten ist dort angesiedelt, d.h. ein überproportional hoher Anteil (legt man vereinfachend den Flächenanteil Vorpommerns an der Landesfläche zugrunde). Eine nach Art und Größe besondere EE-Anlage ist der *Biogaspark Klarsee*<sup>5</sup> in der Gemeinde Penkun. Er wurde von der *Nawaro Bioenergie AG* mit Sitz in Leipzig errichtet und 2007 in Betrieb genommen (s.a. weiter unten: Speicherung). Die Gesamtanlage besteht aus 40 einzelnen Biogasanlagen (Fermenter + 500 kW<sub>el</sub>-Gasmotor-BHKW) und hat eine Gesamtleistung von 20 MW<sub>el</sub><sup>6</sup>. In der Region existieren zwei Unternehmen – in Lubmin und in Anklam – sowie ein stillgelegter Standort (Wolgast), die Biokraftstoffe mit erheblichen Jahresproduktionsmengen herstellen oder ihr Produktspektrum in dieser Richtung erweitern können.
- Während der Bestand an EE-Anlagen und deren jährliche Energieerzeugung in den letzten Jahren zugenommen haben, sind der Bestand an konventionellen Energieanlagen – ausschließlich KWK-Anlagen – und ihre jährliche Energieerzeugung unverändert geblieben.

<sup>4</sup> Diese und weitere strukturelle Ähnlichkeiten sind bedeutsam: Sie stützen die Annahme, dass auch die Energieverbrauchsstrukturen ähnlich sind. Daher können die Energiebilanzen, die für das Land vorliegen, zur Plausibilisierung der Energiebilanz Vorpommern herangezogen werden (Abschnitt 4.4).

<sup>5</sup> Ein Teil der hier durchgeführten Analysen basiert auf Daten, in denen einige EE-Anlagen nicht ihrem Standort, sondern dem Ort ihres Verwaltungssitzes zugeordnet sind. Dies ist z.B. bei diesem Biogaspark der Fall: In den Kartendarstellungen zur EE-Energieerzeugung erscheint deshalb die Gemeinde Krackow als Erzeugungsstandort und nicht die Gemeinde Penkun (dieser Standort ist in den betreffenden Karten durch ein eigenes Kartensymbol gekennzeichnet).

<sup>6</sup> Diese Anlagenkonzeption hatte 2009 wegen der Neudefinition des Anlagenbegriffs im EEG, mit dem benachbarte Anlagen nunmehr wie eine Anlage betrachtet und demzufolge auch geringer vergütet wurden, zu erheblichen wirtschaftlichen Problemen geführt (/9/).

- In der vorgelagerten Küstenzone werden in einem Cluster (Seegebiet *Westlich Adlergrund*) mehrere OWP gebaut bzw. bereits betrieben<sup>7</sup>: Der OWP *Wikinger* (Iberdrola) besteht aus 75 WEA mit einer Leistung von 350 MW<sup>8</sup> und hat Ende 2017 den ersten Strom geliefert. Mit dem OWP *Arkona-Becken Südost* entsteht der vierte deutsche OWP in der Ostsee. Er soll 2019 fertiggestellt sein und eine Leistung von 385 MW haben. Beide OWP werden derzeit durch 220 kV-Seekabel (Ostwind 1) über das UW Lubmin an das Übertragungsnetz angeschlossen<sup>9</sup>. Eine Anbindung von OWPs über die näher gelegene Insel Rügen wird im aktuellen BFO-Entwurf /28/ nicht betrachtet.
- Am Standort Lubmin betreibt Wingas seit 2013 ein modernes, mit Erdgas gefeuertes Gasturbinenkraftwerk mit einer Leistung von 38 MW<sub>el</sub>/47 MW<sub>th</sub>. Dessen Wärme wird benötigt, um das mit der Ostsee-Pipeline in Lubmin anlandende Erdgas zu erwärmen<sup>10</sup>. Aufgrund seiner Flexibilität kann das Gaskraftwerk zum netzdienlichen Ausgleich von Schwankungen in der EE-Stromerzeugung beitragen (überschüssige Wärme kann abgeführt werden).
- Auf der Insel Usedom werden seit vielen Jahren fossile Energieträger gefördert. Derzeit werden jährlich knapp 5 Tsd. t Rohöl und 0,5 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas gewonnen. Im Jahr 2015 waren es nach Angaben des Bergamtes Stralsund 3.618 t Erdöl und 0,527 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas. Aktuell gibt es Bestrebungen zur Ausweitung der Erdgasförderung in Korswandt durch *Engie EP Deutschland*.

#### Umschlag:

- Die Anlandestation Lubmin ist das Bindeglied zwischen der Ostseepipeline Nord Stream<sup>11</sup> und dem europäischen Fernleitungsnetz, welches das aus Russland kommende Erdgas in Deutschland und in andere europäische Staaten weitertransportiert (Einspeisepunkt für NEL und OPAL).
- Die NEL verläuft von der Anlandestation Lubmin durch M-V bis nach Niedersachsen und wurde 2013 in Betrieb genommen. Sie kann ca. 20 Mrd. m<sup>3</sup>/a Erdgas transportieren (entsprechend ca. 20 % des deutschen Jahresbedarfs)<sup>12</sup>.
- Die 2011 fertiggestellte 472 km lange OPAL verläuft in südliche Richtung und leitet Erdgas aus der Nord Stream-Pipeline bis nach Brandov (Tschechien). Die Transportkapazität beträgt ca. 36 Mrd. m<sup>3</sup>/a (entsprechend 30 % des derzeitigen deutschen Jahresbedarfs an Erdgas)<sup>13</sup>.

<sup>7</sup> Der OWP Baltic 2 (EnBW) liegt 32 km nördlich Rügen und besteht aus 80 WEA mit insgesamt 288 MW. Er ist an das UW Bentwisch bei Rostock, d.h. nicht in der Region Vorpommern, angeschlossen und liefert seit September 2015 Strom.

<sup>8</sup> Vgl. <http://www.ofw-online.de/projekte/wikinger.html>.

<sup>9</sup> Vgl. <http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Leitungen-auf-See/Projekte/Ostwind-1>.

<sup>10</sup> Diese Erwärmung ist erforderlich, da der Druck des Erdgases vor dem Weitertransport reduziert werden muss (Gase kühlen bei Druckabbau ab).

<sup>11</sup> Die 1.200 km lange Nord Stream verläuft von Wyborg durch die Ostsee nach Lubmin. Ihre beiden Leitungen können max. 55 Mrd. m<sup>3</sup>/a Erdgas von Russland nach Europa transportieren. Vgl. <https://www.nord-stream.com/de/>.

<sup>12</sup> Vgl. <https://www.nel-gastransport.de/>.

<sup>13</sup> Vgl. <https://www.opal-gastransport.de/>.

- Um den steigenden Erdgasbedarf Europas trotz rückläufiger Eigenförderung decken zu können, wird derzeit ein weiteres Infrastrukturprojekt für den Energietransport geplant: *Nord Stream 2* soll die Transportkapazität von *Nord Stream* durch zwei Rohrleitungen um 55 Mrd. m<sup>3</sup>/a erweitern. Diese Pipeline ist allerdings umstritten, so dass bislang nicht sicher davon ausgegangen werden kann, dass sie gebaut und wie geplant 2020 in Betrieb genommen werden wird.

#### Speicherung:

- Die Stadtwerke Greifswald betreiben in ihrem HKW Helmschäger Berg einen Wärmespeicher. Sie besteht aus fünf Speicherbehältern mit einem Volumen von je 200 m<sup>3</sup>. Weitere kleine Wärmespeicher befinden sich am BHKW Altstadt und an der „Greifswalder Thermoinsel“ (GTI).
- Auch die in der Region vorhandenen Wärme- und Erdgasnetze verfügen über Speicherkapazitäten. Diese Kapazitäten sind vom Netzvolumen, d.h. insbesondere von der Netzlänge abhängig.
- Bioenergieanlagen nutzen Biomasse, deren Bestand „auf dem Halm“ einen saisonalen Speicher darstellt. Auch die Fermenter von Biogasanlagen sind kleine Energiespeicher. Einige Anlagen wurden inzwischen umgerüstet bzw. um Pufferspeicher und um Anlagen zur Einspeisung aufbereiteten Biogases ergänzt. So wurden z.B. im Biogaspark Klarsee in Penkun drei je 3.200 m<sup>3</sup> fassende Membrangasspeicher errichtet (sein Gesamtspeichervolumen beträgt damit 43.000 m<sup>3</sup>). In ihnen wird überschüssiges Biogas von den 40 einzelnen Biogasanlagen über ein Sammelsystem zu einer Gasaufbereitungsanlage geführt. Sie hat eine Leistung von 400 kW<sub>el</sub> und kann 1.300 m<sup>3</sup>/h Biogas zu 700 m<sup>3</sup>/h Biomethan für die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereiten.
- Mehrere neuere Energieanlagen nutzen Strom zur Erzeugung und Einspeisung von Methan (*power to gas*): In Anklam ging 2005 ein Biogas-Park mit einer Gesamtleistung von 2,5 MW<sub>el</sub> in Betrieb. Er liefert Strom und 2,3 Mio. m<sup>3</sup>/a Biogas an eine 2013 fertiggestellte Biomethananlage der Anklam Bioethanol GmbH (Suiker Unie). Diese erzeugt in zwei DWW-Gasaufbereitungen 13,8 Mio. m<sup>3</sup>/a Biomethan und speist sie in das Gasnetz ein. Die Stadtwerke Stralsund betreiben eine Biomethananlage, die 820 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas aus nachwachsenden Rohstoffen liefert. Ein Teil des Gases wird in einem BHKW mit einer Leistung von 536 kW<sub>el</sub> eingesetzt, um den für die Gasaufbereitung erforderlichen Strom zu liefern. Die Gasaufbereitung erfolgt in einer drucklosen Aminwäsche der Firma Cirmac. Sie liefert ca. 350 m<sup>3</sup>/h erdgasäquivalentes Biomethan, das in PN 25 des Netzbetreibers ONTRAS Gastransport GmbH einspeist wird (bislang ist dies die einzige in das Transportnetz einspeisende Anlage in Vorpommern). Eine weitere Biomethananlage der UDI Biogas Torgelow GmbH ist seit 2017 in Torgelow im Bau. Sie soll ebenfalls das DWW-Aufbereitungsverfahren nutzen und ca. 6,3 Mio. m<sup>3</sup>/a Biomethan in das Gasnetz einspeisen.
- Weitere Energiespeicher existieren in einer Vielzahl kleinerer Tanks zur Bevorratung von fossilen Energieträgern wie Flüssiggas oder Heizöl, die Bestandteil von Gebäudeheizungen sind. Ein größerer Heizöltank der Stadtwerke Greifswald hat eine Kapazität von 1.000 m<sup>3</sup>.



- Ein Teil der in der Region vorhandenen kleinen Haus-PV-Anlagen ist dürfte mit Batteriespeichern ausgestattet sein. Zu Anzahl und Kapazität dieser Speicher liegen jedoch keine Daten vor.
- Die Region ist ein potenzieller Standort für die Untertage-Speicherung von flüssigen und gasförmigen Stoffen<sup>14</sup>. Das Projekt Kavernenspeicher Moeckowberg (ca. 20 km südlich von Lubmin) der *EWE Gasspeicher GmbH* soll der Erdgasspeicherung dienen. Dazu sollen in einem Salzstock bis zu 24 unterirdische Kavernen errichtet werden. Die Baugenehmigung liegt seit 2012 vor. Ebenfalls genehmigt ist eine 20 km lange Anschlussleitung an die Ferngasleitung NEL sowie eine Anbindung an die direkt am geplanten Speicherstandort vorbeilaufende Ferngasleitung OPAL.
- Im Innovationspark Ostvorpommern in Relzow bei Anklam soll ein großer Batteriespeicher mit einer Leistung von 125 MW und einer Kapazität von 200 MWh entstehen<sup>15</sup>.

In der Region existieren somit bereits einige Energiespeicher und Projekte, die erweitert und zusammen mit neuen Speichern zu einer Speicherinfrastruktur ausgebaut werden können.

## 2.3 Energienetze in der Region Vorpommern

### 2.3.1 Bestehende Energienetze

Wie im REK VP /1/ beschrieben, sind in der Region verschiedene Energienetze vorhanden. Die Übertragungsnetze dienen der Übertragung von Strom bzw. Erdgas und binden die Region in die überregionalen Energienetze ein. Die Verteilnetze dienen dagegen der Verteilung von Energie, d.h. von Strom, Erdgas und leitungsgebundener Wärme (Fern- bzw. Nahwärme) in der Region:

#### Stromnetze

Vorpommern verfügt über ausgebaute Übertragungs- und Verteilnetze, *Karte 3* im Anhang 2. Das 220/380 kV-Übertragungsnetz wird von der *50Hertz Transmission GmbH* betrieben, die zugleich Regelzonenbetreiber in Ostdeutschland ist. Ihr Netz besteht u.a. aus zwei 380 kV-Leitungen, die von Lubmin über Demmin nach Putlitz in Brandenburg bzw. von Lubmin über Iven bis Berlin verlaufen. Die Verteilnetze, d.h. das Mittel- und das Niederspannungsnetz, werden von der *E.ON edis AG* mit Sitz in Fürstenwalde betrieben. Eingebettet in diese sind kleinere Stadtstromnetze der Stadtwerke, so z.B. der Stadtwerke Stralsund (in Stralsund und in Barth) und Stadtwerke Greifswald.

Die Netzlängen auf den einzelnen Netzebenen lassen sich nur näherungsweise ermitteln, da sich die Angaben der netzbetreibenden Unternehmen jeweils auf ihr gesamtes Netzgebiet beziehen, von dem die Region jeweils ein Teilgebiet bildet. Insgesamt sind in M-V inzwischen über 800 km Übertragungsnetz und mehr als 1.600 km Verteilnetz (110 kV) sowie über 100 Umspannwerke installiert /7/.

---

<sup>14</sup> Prinzipiell werden geeignete Poren- und Kavernenstrukturen auch für eine Nutzung als dauerhafte CO<sub>2</sub>-Speicher zur Verringerung schädlicher Treibhausgasemissionen diskutiert. Das Land M-V hat sich allerdings aus gewichtigen Gründen gegen solche CCS-Projekte entschieden.

<sup>15</sup> Vgl.: Größte Lithium-Batterie der Welt soll in Vorpommern entstehen. Nordkurier v. 31.08.2017.

### Erdgasnetze

Die Region, die im H-Gas-Gebiet liegt, verfügt über Übertragungs- und Verteilnetze für Erdgas. Die überregionale Gasversorgung führt der Gasnetzbetreiber ONTRAS — VNG Gastransport GmbH mit Sitz in Leipzig durch. Das Unternehmen stellt dort das zweitgrößte deutsche Ferngasleitungsnetz bereit, das im Verbund mit den anderen europäischen Ferngasnetzen (s.a. Abschnitt 2.2) sowie zahlreichen Verteilnetzen und Erdgasspeichern eine sichere Gasversorgung gewährleisten soll.

In der Region sind mehrere Verteilnetzbetreiber aktiv, die jeweils eigene, miteinander verbundene Erdgasnetze in verschiedenen Druckstufen betreiben: Im Umland der Städte bzw. im ländlichen Raum des Landkreises Vorpommern-Greifswald erfolgt die Gasversorgung vornehmlich durch die E.ON edis AG. Die EWE AG versorgt die Insel Rügen. Im Landkreis Vorpommern-Rügen ist dagegen die HanseWerk AG mit Sitz in Quickborn bzw. ihr Netzbetreiber HanseGas GmbH tätig.

Die Versorgung in den Städten erfolgt durch die jeweiligen Stadtwerke. In Grimmen, Gützkow und Wolgast sowie in den umliegenden Ortschaften und auf der Insel Usedom versorgt die Gasversorgung Vorpommern GmbH mit Sitz in Trassenheide.

### Wärmenetze

In Vorpommern ist eine Anzahl von Wärmenetzen unterschiedlicher Größe vorhanden. Die größeren Fernwärmenetze werden in Stralsund und Greifswald von den dort ansässigen Stadtwerken betrieben. Hinzu kommen weitere kleinere Fernwärmenetze in den Städten Anklam, Barth, Bergen auf Rügen, Grimmen, Pasewalk, Ueckermünde und Wolgast.

Im städtischen Umland und in ländlichen Gemeinden (Ortsteilen) gibt es eine Reihe von Nahwärmenetzen, beispielsweise in Ahrenshagen, Fäsekow, Oebelitz, Putbus und in Süderholz.

### 2.3.2 Ausbau der Energienetze

Die Strom-, Gas- und Wärmenetze in der Region werden weiter ausgebaut. Dieser Ausbau dürfte auf unteren Netzebenen vorwiegend durch den Siedlungsausbau und in den Verteil- und Übertragungsnetzen durch den EE-Ausbau (und perspektivisch z.B. durch die Elektromobilität) getrieben werden.

### Stromnetze

Für den Ausbau des Stromübertragungsnetzes auf dem Festland<sup>16</sup> weist der aktuelle Bundesbedarfsplan /8/ eine Maßnahme zur Netzverstärkung für die Trasse Pasewalk - Bertikow von 220 auf 360 kV aus. Diese ist erforderlich, weil der NEP-Szenariorahmen in dem Gebiet um Pasewalk bis 2030 eine EE-Anschlussleistung von 430 bis 440 MW erwartet. Zudem werden die bestehenden 220 kV-Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen bzw. nach Polen

---

<sup>16</sup> Hinzu kommen Leitungen für den Anschluss von Offshore-Windparks (vgl. Abschnitt 2.2).

zusätzlich belastet (die Leitung schließt nördlich an die sog. Uckermarkleitung an und soll die Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und M-V erhöhen). Die Inbetriebnahme ist für 2020 geplant. Nach Behörden- und die Öffentlichkeitsbeteiligung und einem Erörterungstermin in Torgelow im Januar 2018 schließt die Bundesnetzagentur mit einer Entscheidung über den Verlauf des Trassenkorridors die Bundesfachplanung ab. Nach Inbetriebnahme der neuen 380 kV-Freileitung und einem angemessenen Probetriebszeitraum soll die bestehende 220 kV-Leitung zurückgebaut werden. Weiterhin werden in der Region von den Flächennetzbetreibern mehrere 110 kV-Leitungsverstärkungen u.a. für die HS-Freileitung Siedenbrünzow - Anklam und für die HS-Freileitung Greifswald - Karlshagen als notwendig erachtet. Hinzu kommen geplante Erweiterungs- und Neubauten von 380/110 kV-Übergabeumspannwerken in Pasewalk und Lüdershagen bzw. in Lubmin /10/.

#### Erdgasnetze

Der bedarfsgerechte Ausbau der Erdgasnetze wird im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026<sup>17</sup> durch die Fernleitungsnetzbetreiber geplant /11/. Für die Region Vorpommern schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber die Erweiterung der Anlandestation Lubmin (Gasdruckregel- und -messenanlagen) und den Neubau einer Anlandestation Vierow mit Neubau einer Anbindungsleitung an die NEL vor. Beide Maßnahmen dienen zur Übernahme von zusätzlichen Gasmengen aus der Nord Stream-Erweiterung. Um das über die geplante Nord Stream 2-Pipeline aus Russland ankommende Erdgas weitertransportieren zu können, wird derzeit der Bau der Europäischen Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) vorbereitet (das Bergamt Stralsund hat im Oktober 2017 das Planfeststellungsverfahren eröffnet). Diese Ferngasleitung soll in zwei Strängen vom Anlandungspunkt Lubmin 2 bis nach Deutschneudorf in Sachsen führen (an der deutsch-tschechischen Grenze gelegen). Die durch den Landkreis Vorpommern-Greifswald verlaufende Leitungstrasse hat eine Länge von ca. 102 km (von ca. 480 km Gesamtlänge).

#### Wärmenetze

Der Ausbau der zentralen Wärmeversorgung erfolgt zum Einen in den städtischen Fernwärmenetzen durch punktuelle Netzerweiterungen und zum Anderen im ländlichen Raum durch die Errichtung neuer bzw. durch die Erweiterung bereits bestehender, meist kleinerer Nahwärmenetze. Die NEP Strom/Gas auf den Übertragungsebenen sehen somit mit Ausnahme der EUGAL keine Ausbau-, sondern nur Verstärkungs- bzw. Erweiterungsprojekte vorhandener Leitungen vor. Auch in den Netzen der e.dis AG dienen Netzausbaumaßnahmen im 110 kV-Hochspannungsnetz der Kapazitätserweiterung durch Netzverstärkungen. Diese werden durch Ersatzneubauten vorhandener Freileitungstrassen, durch 80°C-Trassierungen, durch Neubeseilung bestehender Trassen sowie durch die

---

<sup>17</sup> Der erste Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2018 - 2028 wird voraussichtlich Anfang des Jahres 2018 von den Fernleitungsnetzbetreibern veröffentlicht ([https://www.bundesnetzagentur.de/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP\\_Gas2018/NEP\\_Gas2018\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2018/NEP_Gas2018_node.html)). Den Szenariorahmen für diesen NEP hatte die Prognos AG in Basel entwickelt und im August 2017 vorgelegt.

Errichtung von Schaltanlagen für neue HS/MS-Umspannwerke erreicht<sup>18</sup>. Daher kann im Weiteren näherungsweise von den bereits bestehenden Netzstrukturen ausgegangen werden.

## 2.4 Einbindung der EE-Anlagen in die bestehenden Energienetze

Da der Speicherbedarf in der Region auch davon abhängt, in welchen Energienetzen und auf welchen Netzebenen Engpässe auftreten können, ist die Kenntnis der derzeitigen und der zukünftigen Netzbelastung bedeutsam. Dies gilt insbesondere für die Stromnetze, da hier die dezentrale Einspeisung inzwischen beachtliche Jahressummen und Einspeiseleistungen erreicht hat, während sie in den Erdgas- und mehr noch in den Wärmenetzen erst am Beginn einer möglichen Entwicklung stehen.

Wie die Entwicklung des Einspeisemanagements nahelegt, sind die Stromnetze in der Region weniger durch die Stromversorgung als vielmehr durch die Ableitung eingespeisten Strom belastet. Die Stromerzeugung konventioneller Energieanlagen wird sich voraussichtlich auch in der nahen Zukunft kaum verändern. Die Stromerzeugung durch EE-Anlagen ist dagegen in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Ihre Entwicklung wird auch die zukünftige einspeisungsbedingte Netzbelastung prägen.

Auf welchen Netzebenen sich die Belastung verändert, lässt sich anhand der Größenentwicklung der errichteten Windenergieanlagen sowie der Netzanbindung der EE-Anlagen eingrenzen. Abbildung 1 vergleicht die durchschnittliche Leistung der seit 1990 in M-V und in Vorpommern errichteten WEA. Während die ersten WEA eine mittlere Leistung unter 400 kW hatten, beträgt diese bei den heutigen WEA 2,8 MW, wobei die größeren WEA eine Leistung von 3,5 MW erreichen. Zudem zeigen Einzelanlagen wie die 7,5 MW-WEA in Altentreptow an, welche WEA-Größen (bislang) möglich sind.

Mit dieser Größenentwicklung verändert sich auch die Netzanbindung der EE-Anlagen: Da EE-Anlagen mit größerer Leistung in höhere Netzspannungsebenen eingebunden werden, steigt mit der in Abbildung 1 gezeigten Größenentwicklung auch die dort eingebundene Zahl der EE-Anlagen. Abbildung 2 zeigt dies im Vergleich des EE-Anlagenbestandes in der Region für die Jahre 2010 und 2016. Der obere Teil der Abbildung zeigt den Gesamtbestand aller EE-Anlagen. Danach ist ab 2010 besonders die Gesamtleistung der EE-Anlagen in der MS- und in der HS-Ebene gestiegen. Wie die mittlere Abbildung zeigt, sind WEA überwiegend oberhalb der MS-Ebene eingebunden. Darüber hinaus ist der Anstieg in der HS-Ebene besonders auf die Errichtung neuer WEA zurückzuführen: Nahezu alle ab 2010 errichteten WEA wurden dort eingebunden. PV-Anlagen sind dagegen überwiegend in der MS- und in der NS-Ebene eingebunden (untere Abbildung). In der MS-Ebene ist auch der Anstieg weitgehend auf PV-Anlagen zurückzuführen. Für die Energiespeicherung bedeutet dies, dass in mittleren und oberen Netzebenen Speicher und Windstromerzeugung aufeinander abgestimmt werden sollten. In der MS-Ebene sollten Speicher dagegen eher auf die PV-Stromerzeugung abgestimmt werden.

<sup>18</sup> Eine Übersicht über die Netzausbaumaßnahmen der e.dis AG in ihrem 110 kV-Hochspannungsnetz findet sich unter: <https://www.e-dis-netz.de/de/edis-netz/netzzukunft.html>.

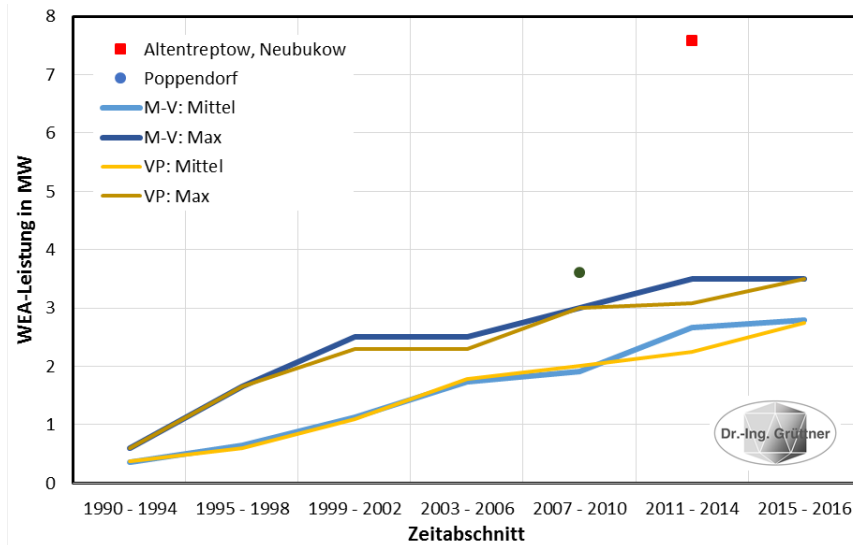


Abbildung 1: WEA-Größenentwicklung in der Region Vorpommern

## 2.5 Potenzielle Speicherstandorte in der Region

### 2.5.1 Wirtschaftsstrukturelle Aspekte

Vorpommern wird oft als eine strukturschwache Region gekennzeichnet /27/, da die Wirtschaftsstruktur nur wenige prägende Wirtschaftszweige und Branchen: Zu Tourismus-, Gesundheits- und Ernährungswirtschaft kommen gerade noch die Metallbe- und -verarbeitung, die maritime Wirtschaft sowie die Energiewirtschaft<sup>19</sup>. An einer Verbesserung dieser Situation haben viele Akteure wie etwa die **Wirtschaftsförderung** ein besonderes Interesse. Sie würden Vorschläge zur Energiespeicherung ggf. unterstützen, wenn diese Energiespeicher zu einer Verbesserung der Standortfaktoren von Wirtschaftsstandorten beitragen. Für die Energiespeicherung selbst lassen sich einige Standorte in der Region benennen, die grundsätzlich geeignet erscheinen.

### 2.5.2 Ansatzpunkte für Speicherstandorte

Ein erster Ansatzpunkt für den Ausbau der regionalen Energiespeicherung sind **Industriestandorte**, z.B. größere Industriebetriebe. Allerdings sind wegen der beschriebenen Wirtschaftsstruktur nur wenige größere Industriebetriebe vorhanden, und auch der Energieverbrauch des Industriesektors insgesamt ist klein vergleichsweise - ebenso wie sein Anteil an der regionalen Energieerzeugung. Die größten Unternehmen in der Region – gemessen an den Beschäftigten bzw. an ihrem Jahresumsatz 2016<sup>20</sup> sind ml&s manufacturing, logistics and services GmbH Greifswald, EWN Entsorgungswerke für Nuklearanlagen GmbH Lubmin, Hanse Yachts AG Greifswald, Eisengießerei Torgelow GmbH sowie

<sup>19</sup> Einen Überblick über die regionale Wirtschaft und eine Reihe von Unternehmens-Kurzporträts enthält /27/.

<sup>20</sup> Quelle: [https://www.lfi-mv.de/export/sites/lfi/publikationen/analysen-der-NORD\\_LB-zur-Wirtschaft-in-M-V/download-publikationen-der-nord-lb/Mecklenburg-Vorpommern-Report-Dez.-2017-Die-100-groessten-Unternehmen.pdf](https://www.lfi-mv.de/export/sites/lfi/publikationen/analysen-der-NORD_LB-zur-Wirtschaft-in-M-V/download-publikationen-der-nord-lb/Mecklenburg-Vorpommern-Report-Dez.-2017-Die-100-groessten-Unternehmen.pdf).

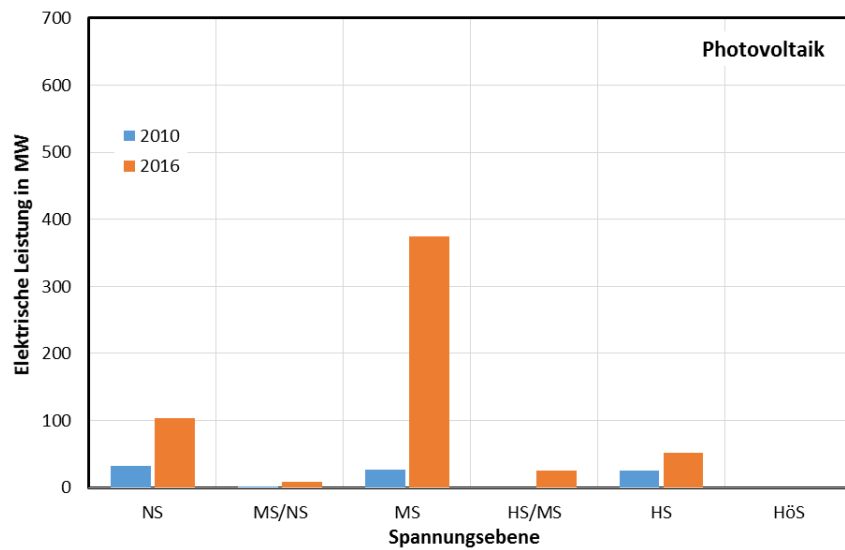
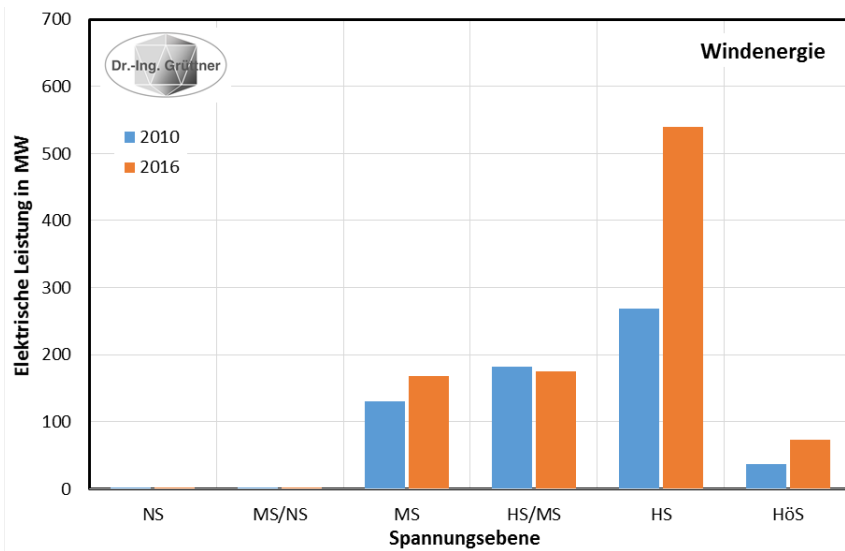
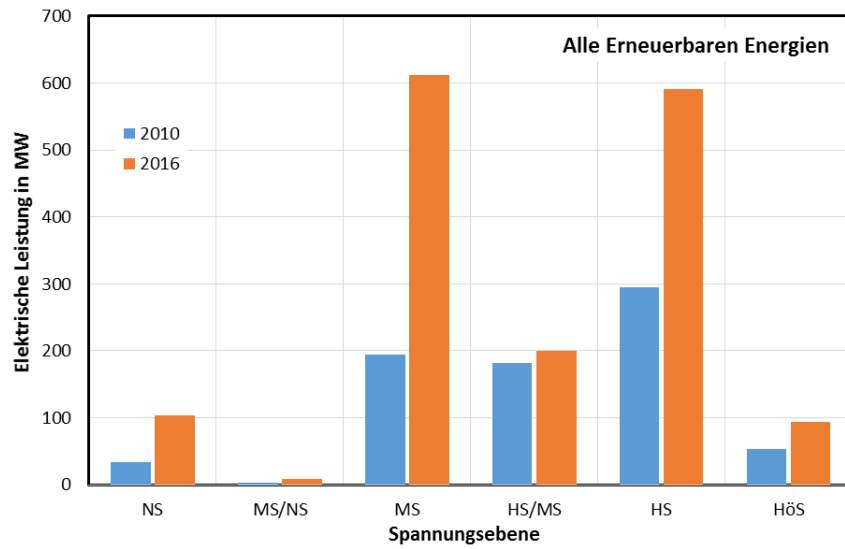


Abbildung 2: Netzanbindung der EE-Anlagen in der Region Vorpommern 2010 und 2016

Unternehmen im Ernährungsgewerbe (Greifenfleisch GmbH, Rügen Fisch GmbH, Suiker Uni). Zu diesen Unternehmen kommen solche hinzu, deren Produktion energie- bzw. stromkostenintensiv ist. Neben der o.g. Eisengießerei in Torgelow sind dies die Baltic Distillery GmbH in Dettmannsdorf, die Euro Baltic Fischverarbeitung GmbH und das Kreidewerk Rügen GmbH in Sassnitz, die Lubmin Oils GmbH, die Nordland Mühlen GmbH in Jarmen sowie die Pagholz Formteile GmbH in Loitz. Insbesondere die Eisengießerei<sup>21</sup> könnte ein industrieller Verbraucher, der sich wegen der Höhe seines Stromverbrauchs und verfahrensbedingt als steuerbare Last eignet (vgl. Abschnitt 6). Ein weiteres größeres Unternehmen in der Region ist ScanHaus in Marlow. Der in Deutschland führende Hersteller fertigt jährlich 650 bis 700 umweltfreundliche Markenhäuser in moderner Holzständerbauweise.

Ein weiterer Ansatzpunkt für Speicherstandorte können **Gewerbegebiete** sein. Insgesamt lassen sich in den beiden Landkreisen der Region mehr als 60 größere und kleinere Gewerbegebiete benennen, die eine Gesamtfläche von über 2.000 ha aufweisen und erst zur Hälfte ihrer Fläche genutzt sind. Darunter kommen als Speicherstandorte sowohl Gewerbegebiete „an der Kaikante“ als auch weitere Industrie- und Gewerbegrößstandorte (Pommerndreieck, Fährhafen Sassnitz-Mukran, Energie- und Technologiepark Lubmin, Gewerbegebiet Pasewalk, Industriegebiet Torgelow) in Betracht.

Unter den Gewerbegebieten ist der **Energie- und Technologiepark Lubmin** besonders bedeutsam und stellt einen dritten, gesondert zu betrachtenden potenziellen Speicherstandort dar: Der Park hat eine Fläche von 120 ha und entwickelt sich zum größten Industrie- und Energiestandort in M-V. Anbindungen bestehen durch den Industriehafen und die nahe Autobahn, insbesondere jedoch durch die Energienetze, für die Lubmin einen Knotenpunkt darstellt (Abschnitte 2.2 und 2.3.1). Ein bedeutendes Unternehmen sind die *Energiewerke Nord (EWN)*, die den Rückbau des dort vorhandenen stillgelegten Kernkraftwerkes sowie das Zwischenlager Nord betreiben. Darüber hinaus sind an dem Standort weitere Energieunternehmen und Hersteller angesiedelt.

Die Ansiedelung von Speichersystemen kann durch die ausgebaute logistische Infrastruktur in der Region unterstützt werden: Aufgrund seiner Lage im Ostseeraum ist Vorpommern nicht nur eine Energie-, sondern auch eine Logistik-Drehscheibe“ zwischen Kontinentaleuropa und Skandinavien. Die Infrastruktur umfasst neben den beiden Autobahnen insbesondere 10 **Hafenstandorte**, darunter die Lubmin und Sassnitz-Mukran /14/, die einen vierten Ansatzpunkt für die Ansiedlung von Energiespeichern darstellen.

Schließlich verfügt Vorpommern mit einer Reihe von Konversionsstandorten über einen fünften Ansatzpunkt für Standorte, die ebenfalls für die Errichtung von Energiespeichern geeignet sein können,

---

<sup>21</sup> Mit einer Kapazität bis 8.000 t/Monat werden Rohgussteile mit einem Stückgewicht von bis zu 115 Tonnen aus Gusseisen hergestellt. Dieses wird in 3 Mittelfrequenztiigelofen (2 x 12 und 1 x 25 t - Induktions-Schmelzanlagen) geschmolzen. Hinzu kommen weitere Stromverbraucher wie Krane und Transportwagen mit entsprechender Tragkraft, Strahlanlagen und Glühöfen für Spannungsarm- und Umwandlungsglühn (Quelle: <http://www.eisengiesserei-torgelow.de/unternehmen/>).

z.B. im Landkreis Uecker-Randow. Wo es sich um Konversionsflächen in oder an Ortslagen handelt, sollen diese vorrangig einer geordneten städtebaulichen Nutzung zugeführt werden. Für Konversionsflächen in Tourismusgebieten soll zwar eine touristische Nutzung angestrebt werden, doch an geeigneten Standorten ist eine gewerbliche Nutzung nicht ausgeschlossen. Da diese Standorte teilweise versiegelt und ggf. auch kontaminiert sind, stellen sich für jede neue Nutzung besondere Anforderungen. Der Konversionsstandort Eggesin (Artilleriekaserne Karpin - insgesamt ca. 117 ha) beispielsweise ist aufgrund seiner Standorteigenschaften /12/ besonders interessant:

- verkehrstechnisch gut erschlossen, ursprünglich über eine zentrale Kesselanlage sowie über mehrere objektbezogene Heizölfeuerungen wärmeversorgt - im Objekt ist deshalb ein Wärmenetz vorhanden, das überaltert und überdimensioniert ist, ggf. nicht mehr reaktiviert, aber erneuert oder anderweitig genutzt werden kann,
- stromseitiger Anschluss: Mittelspannungsnetz (im Objekt mehreren Trafostationen),
- gasseitiger Anschluss: vorhanden (Erdgasverteilnetz),
- Auf einer Teilfläche von ca. 20 ha soll eine Freiflächen-PVA mit 10 MW errichtet werden.
- Eine Nutzungskonzeption weist weitere Potenzialflächen für gewerbliche Nachnutzungen sowie Bereiche mit Entwicklungspotenzial für Erneuerbare Energien aus.

Insgesamt sind es neben den großen Flächenpotenzialen gerade auch die bereits vorhandenen Infrastrukturen und deren Knotenpunkte, Karte 2 im Anhang 2, die als Standorte für größere Energiespeicher in Betracht kommen. Zudem gibt es Energiespeicher und Speichersysteme, die sich sehr gut in die besondere Energieversorgungs- und Wirtschaftsstruktur Vorpommerns einfügen lassen. Ein Beispiel ist das *power to liquid*-Speichersystem: EE-Strom kann für die Herstellung von Wasserstoff genutzt werden, der zukünftig in verschiedenen Einsatzfeldern wie der Herstellung von Kraftstoffen verstärkt benötigt werden wird. Hierfür ggf. geeignete Unternehmen sind die *Deutsche Ölwerke Lubmin GmbH* und die *Lubmin Oils GmbH*.

### 2.5.3 Vorpommern als Standort eines deutschen Flüssiggasterminals?

Betrachtet man die genannten Ansatzpunkte aus einer übergeordneten Perspektive, erscheint Vorpommern auch als ein denkbarer Standort für ein deutsches Flüssiggasterminal. Zwar wurde ein solches 2015 im nahegelegenen polnischen Świnoujście<sup>22</sup> in Betrieb genommen und ein weiteres LNG-Terminal befindet sich im 500 km weiter östlich gelegenen Klaipeda. Aber eine Standortentscheidung für ein deutsches Terminal ist bislang nicht getroffen, zudem liegen die beiden intensiver geprüften Standorte Brunsbüttel und Wilhelmshaven an der Nordsee.

---

<sup>22</sup> Das dortige Terminal soll der europäischen Gasversorgung dienen und ist für die Wiederverdampfung von bis zu 5 Mrd. m<sup>3</sup>/a Erdgas ausgelegt (mit der Ausbaumöglichkeit auf 7,5 Mrd. m<sup>3</sup>/a). In dem neuen Außenhafen können Schiffe mit einer Transportkapazität von bis zu 216 Tsd. m<sup>3</sup> anlegen.



### 3. Speicher und Speichersysteme zur Speicherung von Energie

Es gibt inzwischen ein sehr breites technisches Spektrum an Energiespeichern für verschiedenste Speicheraufgaben. Für die Fortführung der Energiewende kommt es nun darauf an, mit diesen Technologien Systemlösungen aufzubauen und in die energiewirtschaftliche Praxis zu überführen.

Für die verstärkte EE-Integration und für die Dekarbonisierung der Energieversorgung gewinnen der Bau von Energiespeichern und der Stromnetzausbau ihre besondere Bedeutung, weil sie

- die notwendigen Flexibilitätsoptionen durch den zeitlichen (Speicher) und den räumlichen Ausgleich (Netze) zwischen Stromerzeugung und -verbrauch zur Verfügung stellen,
- die Koordination und optimale Nutzung aller Flexibilitätsoptionen (Erzeugung, Lastmanagement, Energieverteilung sowie -speicherung) ermöglichen /15/.

Die Sektorenkopplung muss Redundanz zum Stromnetzausbau schaffen – nicht nur, weil dessen Verzögerung zur Kostenexplosion für Redispatch und Einspeisemanagement führt. Sie ist darüber hinaus auch erforderlich, weil ein Energiesystem mit gekoppelten Infrastrukturen insgesamt über mehr Freiheitsgrade und damit über größere Optimierungsmöglichkeiten verfügt als eine nur auf Stromnetze eine ausgerichtet Energieinfrastruktur. Eine Möglichkeit dafür sind *power to gas*-Speichersysteme, u.a., weil sie den räumlichen und zeitlichen Ausgleich miteinander kombinieren.

#### 3.1 Aufgaben von Energiespeichern

Die zunehmende Erzeugung erneuerbarer Energien erhöht den Bedarf an Flexibilität um die schwankenden Einspeisungen zeitlich und räumlich auszugleichen. Hierzu stehen in den unterschiedlichen Bereichen verschiedene Flexibilisierungsoptionen zur Verfügung /17/.

Tabelle 2: Flexibilisierungsoptionen

Bereich	Flexibilisierungsoptionen
Erzeugung	Flexibilität von Kraftwerken, KWK-Anlagen, EE-Anlagen (auch Abregelung)
Netze	Netzausbau, Netzbau
Speicher	Sektorale und sektorenkoppelnde Energiespeicher
Verbrauch	Lastmanagement (Stromsektor und sektorenübergreifend)

Während der Netzausbau zu einem räumlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch führen soll, ermöglichen Speicher einen zeitlichen Ausgleich zwischen diesen. *Power to gas*-Speichersysteme können zukünftig für einen gleichzeitigen räumlichen und zeitlichen Ausgleich genutzt werden, sofern die in Wasserstoff oder Methan gespeicherte Energie über ein Gasnetz verteilt wird.

Der Einsatz von Speichern kann zu verschiedenen Zwecken erfolgen, z.B. im Bereich der elektrischen Energiespeicherung: Stromspeicher zur Sicherung der Versorgungsqualität sind eine bereits seit längerer Zeit etablierte Lösung (USV zur Überbrückung kurzzeitiger Versorgungsunterbrechungen, Notstromversorgung).

Im Erzeugungs- bzw. Lastausgleich, d.h. im kurzfristigen Ausgleich zwischen Energieerzeugung und -verbrauch können Speicher zur Herstellung des Gleichgewichts beitragen. Dieses muss im elektrischen Netz zu jeder Zeit gegeben sein.

Der Ausgleich kann auch der Sicherung der Spannungsqualität und der Dämpfung von Netzurückwirkungen dienen, die Verbraucher z.B. durch pulsierende Lasten verursachen können.

Als Kondensatoren ausgeführte Speicher können z.B. auch zur Verbesserung der Spannungsqualität und zur damit im Zusammenhang stehenden Blindleistungskompensation beitragen (Kompensation der überwiegend induktiven Blindleistung von Verbrauchern wie Antriebsmotoren).

Im Lastmanagement können Speicher kurzzeitige bzw. zufällige Lastspitzen vermeiden und so zur Senkung der Stromkosten z.B. von Sondervertragskunden beitragen, deren Leistungspreis aus der Jahreshöchstleistung ermittelt wird. Zusätzlich können sie die Last vergleichsmäßigen (Entladung in Hoch-, Ladung in Schwachlastzeiten). Dies kann auch im Bilanzkreismanagement weiterverteilender Energieunternehmen sinnvoll sein, um Spitzenlasten und Fahrplanabweichungen zu mindern (Dispatch). Prinzipiell lassen sich dafür auch kundeneigene Speicher heranziehen, wenn Energieunternehmen diese durch geeignete Managementsysteme in „virtuelle Kraftwerke“ einbinden.

Bereits kleine Zuwächse des Verbraucher-Leistungsbedarfs oder auch der Netzanschluss einer Erzeugungsanlage können dazu führen, dass eine kostenintensive Netzverstärkung notwendig wird. Sofern im vorhandenen Netz nicht auch die Grenze der übertragbaren Energie erreicht ist, kann das Netz zu Schwachlastzeiten Energie an einen kundeneigenen Speicher übertragen, der diese dann zu Starklastzeiten an den Kunden abgibt, ohne dass dieser das Netz belastet. Durch ein solches Management von Engpässen kann ggf. die Netzverstärkung vermieden werden (Redispatch, Einspeisemanagement).

### 3.2 Kenngrößen von Energiespeicher (Auswahl)

Für die Einordnung von Energiespeichern sind mehrere Speicherkennwerte relevant. Ein wichtiger Kennwert ist die Speicherkapazität: Sie gibt die speicherbare Energie absolut oder in bezogenen Größen an, d.h. pro Masse oder Volumen des Speichers an. Die Lade- oder Entladeleistung des Speichers beschreibt die pro Zeiteinheit ein- oder ausgespeicherte Energiemenge in kW. Sie ist daher auch ein Kennwert für die Einteilung von Kurz- Mittel- und Langzeitspeichern. Ein weiterer Kennwert ist die Laderate C (c-rate): Sie gibt den auf die Speicherkapazität bezogenen Lade- oder Entladestrom an<sup>23</sup>.

---

<sup>23</sup> Bei einer Laderate z.B. von 1C wird ein Akkumulator in einer Stunde aufgeladen.

Die Speicherdauer bezeichnet die Lade- und Entladedauer eines Speichers – bzw. den Zeitraum, über welchen die Energie gespeichert wird (diese kann von Sekunden bis zu einem Jahr reichen<sup>24</sup>). Die Häufigkeit, mit der ein Speicher zum Einsatz kommt, bezeichnet die Zyklenzahl. Ein vollständiger Zyklus besteht aus Beladungs-, Stillstands- und Entladungszeit. Unvollständige Ladezyklen, bei welchen nur eine Teil(ent-)ladung erfolgt, lassen sich in Volllastzyklen umrechnen<sup>25</sup>. Damit im Zusammenhang stehen die (System- bzw. Zyklen-)Lebensdauer oder die Zyklenfestigkeit eines Speichers.

Die Entladungstiefe gibt an, inwieweit die in einem Energiespeicher gespeicherte Energiemenge abgerufen werden kann: Bei einigen Energiespeichern ist die abrufbare Energiemenge kleiner als die „nominiell“ angegebene Speichermenge. So kann bei thermischen Energiespeichern die ausspeicherbare Energiemenge durch ein nicht nutzbares sog. Totvolumen eingeschränkt sein.

Wirkungsgrade beschreiben als Verhältnis der ausgespeicherten zur eingespeicherten Energiemenge die Energieverluste beim Laden bzw. Entladen sowie die Verluste infolge Selbstentladung.

Die Speicherdynamik wird besonders durch die Zugriffszeit (Zeit zum Erreichen des Leistungsbedarfs) und durch die Regelgeschwindigkeit charakterisiert.

Leistungsspeicher bezeichnen solche Speicher, die eine hohe Leistung abgeben können. Im Allgemeinen ist dies allerdings nur für einen kurzen Zeitraum möglich – z.B. bei Schwungradspeichern, elektrochemische DSK - SuperCaps, SMES. Energie- oder Arbeitsspeicher sind dagegen solche Speicher, die Energie für längere Zeiträume speichern und abgeben können (z.B. ein bis zwei Zyklen pro Tag).

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit sind die Stromkosten in EUR je kWh und die Kapitalkosten von Bedeutung. Wichtige Speicherkenngrößen sind hierbei die arbeitsspezifische Investition in EUR je kWh sowie die leistungsspezifische Investition in EUR je kW. Die Investitionskosten setzen sich aus Kosten für die Speicher-, Energiewandlungs-, Netzintegrationseinheit und Sicherheitseinrichtungen zusammen. Die Vollkosten der ausgespeicherten Energie, die oftmals bezogen auf den Systempreis angegeben werden, hängen maßgeblich von der Anzahl der realisierten bzw. realisierbaren Zyklenzahlen ab. Angaben zur Wirtschaftlichkeit von Speichern finden sich in Abschnitt 10.

---

<sup>24</sup> Langzeitspeicher weisen vielfach ein großes Energie-Leistungs-Verhältnis auf. Solche Speichert werden überwiegend für die saisonale Energieverlagerung eingesetzt. Kurzzeitspeicher haben dagegen ein kleines E/P-Verhältnis und werden für den kurzzeitigen Ausgleich von Energieungleichgewichten eingesetzt /26/.

<sup>25</sup> Einige Speicher, z.B. Batteriespeicher, sind durch eine – max. zulässige - Entladetiefe (DOD) gekennzeichnet. Diese Entladungstiefe wird von der Batterie bei einem der Spezifikation entsprechenden Einsatz niemals unterschritten (gewährleistet durch Batteriemanagementsysteme). Ein mit dem DOD zusammenhängender Kennwert ist der Ladezustand (SOC), der den “Füllgrad” eines Energiespeichers in Prozent beschreibt. Bei einigen Speicherarten ergeben sich ausgeprägte Abhängigkeiten, welche die Lebensdauer als Funktion der Entladetiefe beschreiben.



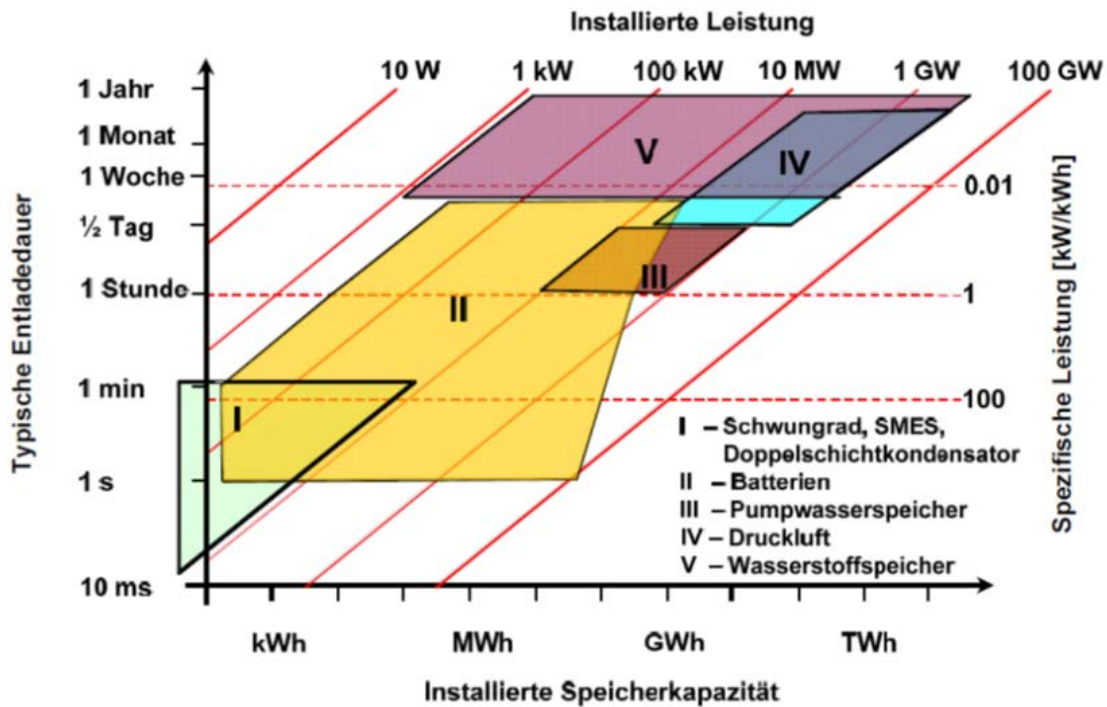


Abbildung 4: Prognose zum Einsatz von Energiespeichern nach 2030 /18/

### 3.4 Energiespeicher und Sektorenkopplung

Energiespeicher stehen mit den anderen Flexibilisierungsoptionen im Wettbewerb. Studien wie /20/, /22/, /23/, /24/ und /25/ zeigen, dass eine Vorhersage, welche Technologien zukünftig zum Einsatz kommen, derzeit schwierig ist. Folgende Tendenzen lassen sich jedoch ableiten:

1. Bei einem zukünftigen Anteil von EE-Strom > 80 % im Stromnetz, steigt der Bedarf an **Langzeitspeichern**. Hier kommen auf Grund ihrer Energiedichte insbesondere **Wasserstoffspeicher- bzw. Methanspeichersysteme in Verbindung mit unterirdischen Kavernen** in Frage. Diese werden in der Regel über eine hohe Anschlussleistung verfügen, deshalb vorwiegend im Übertragungsnetz angeschlossen sein und vor allem überschüssigen Windenergiestrom speichern.
2. Bei einem sehr hohen Anteil von EE-Strom im Netz wird die Stromerzeugung die Stromnachfrage im hohen Maße übersteigen. Damit steigt zukünftig die Nachfrage nach **negativer Regelleistung** und damit nach Systemen, die die **Sektorenkopplung** begünstigen. Dies sind zum einen *power to gas-*, *power to heat-* oder *power to liquid-*Speichersysteme, schließt zum anderen aber auch Wärmepumpen und Kühlaggregate oder Hybrid- und vollelektrische Fahrzeuge und andere zuschaltbare Lasten z.B. in der Industrie ein.
3. Energiespeicher, die als Stromspeicher „nur“ einen Mehrwert für das Elektrizitätsnetz leisten, stehen im Wettbewerb mit **Speichern, die einen Doppelnutzen** erbringen. Diese liegen typischerweise im privaten oder industriellen Bereich, wie Systeme zur Spitzenlastregelung in Unterneh-

men, Batteriespeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs in PV-Systemen oder Elektrofahrzeuge. Da diese Systeme primär für einen anderen Zweck genutzt werden, können sie Netzdienstleistungen annähernd ohne zusätzliche Kosten anbieten. Zur netzdienlichen Nutzung dieser verteilten dezentralen Systeme sind jedoch neue Technologien zur Aktivierung, Regelung und Abrechnung notwendig. Für diese Speichersysteme ist ein relativ hohes Potential vorhanden, aber die Wachstumsraten in diesem (privaten) Bereich sind mit großen Unsicherheiten verbunden.

In *power to gas*-Speichersystemen erfolgt die Erzeugung von EE-Methan aus Überschussstrom über die Zwischenstufe Wasserstoff. Diese Speichertechnologie ist insofern bidirektional, als das erneuerbare Methan hier bedarfsgerecht wieder in Strom zurückgewandelt werden kann. Diese Strom-Gas-Netz-Kopplung wird vielfach – u.a. wegen der enormen Größenordnungen der darstellbaren Speicherkapazitäten sowie wegen der erzielbaren Gesamtwirkungsgrade, Abb. 14 – als interessanteste Speicheroption betrachtet. Die Herstellung des erneuerbaren Methans benötigt neben dem zu speichernden Strom auch eine CO<sub>2</sub>-Quelle. Dies können z.B. Biogasanlagen sein.

In *power to heat*-Speichersystemen wird Strom in Wärme (Elektrowärme) umgewandelt. Für den Energietransfer vom Strom- in das Wärmenetz ist dies eine sehr kostengünstige Technologie. Sie kann EE-Strom, der sonst abgeregelt würde, für den Wärmesektor nutzbar machen. Zudem bietet sie die Möglichkeit der Bereitstellung von Regelenergie (Reduzierung des Einsatzes fossiler *must run*-Kraftwerke) und kann insbesondere auch in Zeiten negativer Strompreise eingesetzt werden. Somit ist sie eine weitere Flexibilitätsoption für den sicheren Betrieb von Stromnetzen.

In *power to liquid*-Speichersystemen werden hochenergetische Brenn- und Kraftstoffe erzeugt, die insbesondere in den Bereichen Verkehr und Wärme zum Einsatz kommen (Flüssigkeiten lassen sich einfacher lagern und transportieren, auch existiert eine bewährte Infrastruktur). Der Begriff *power to liquid* (auch: *power to fuel*) fasst eine Reihe von technischen Prozessen zusammen, welche der Herstellung flüssiger Kraftstoffe dienen (Verflüssigung von EE-Gas, biotechnologische Prozesse, Kraftstoffherstellung mittels Synthesegas).

*Power to gas*-Speichersysteme ermöglichen durch den Anschluss an das Gasnetz nicht nur einen räumlichen und zeitlichen Ausgleich zwischen Energieangebot und -bedarf. Das erzeugte Gas kann auch sektorenübergreifend (Verkehr, Wärme, Strom, Gas) genutzt werden. Damit lassen sich Konzepte für komplexe Speichersysteme mit hohen Wertschöpfungspotentialen erschließen.

### 3.5 Standortvoraussetzungen der Region Vorpommern für Speichersysteme

Je nach Speichersystem müssen neben dem Bedarf an Flexibilisierungsoptionen temporärer EE-Stromüberschüsse im Netz weitere lokale Voraussetzungen erfüllt sein, Tabelle 3. Für die Region Vorpommern werden aufgrund der sich abzeichnenden Einsatz Tendenzen von Speichertechnologien und den gegebenen regionalen Voraussetzungen folgende Speichersysteme als bedeutsam eingeschätzt:

1. Langzeitspeicherung in Form von Wasserstoff oder Methan,
2. Sektorenkoppelnde Speichersysteme (z.B. PtG, PtH, PtL/PBtL) und
3. Steuerbare / Zuschaltbare Lasten (E-Mobilität, Speicher zur Eigenbedarfsdeckung bei PV-Systemen, Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen).

Auch die dena schätzt ein, dass sich in Norddeutschland (Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen) bei hoher Windstromeinspeisung grundsätzlich die Nutzung von *power to gas*-Speichersystemen anbietet, da dort eine hohe Kapazität an Windenergieanlagen installiert wurde. In dieser Region sind zudem mehrere Erdgasspeicher vorhanden. Diese Speicher können genutzt werden, um aus EE-Strom hergestellten Wasserstoff oder synthetisches Methan aufzunehmen /36/.

Tabelle 3: Standortvoraussetzungen der Region Vorpommern für Speichersysteme

Relevante Speichertechnologie	Standortvoraussetzungen							
	Kavernen	H <sub>2</sub> S-Netz	Verteilnetz	Gasleitungsnetz	CO <sub>2</sub> -Quelle	Wärmesinke	Kühlungsbedarf	Flächendeckend ausgebaute Informations- und Kommunikationstechn. (IKT)
Langzeitspeicher- Wasserstoff	Red	Red	Grey	Grey	Grey	Yellow	Grey	Grey
Langzeitspeicher- Methan	Red	Red	Grey	Grey	Red	Yellow	Grey	Grey
P2G Wasserstoff	Grey	Yellow	Red	Red	Grey	Yellow	Grey	Grey
P2G Methan	Grey	Yellow	Red	Red	Red	Yellow	Grey	Grey
P2H	Grey	Grey	Red	Grey	Grey	Red	Grey	Grey
E-Mobilität	Grey	Grey	Red	Grey	Grey	Grey	Grey	Red
sonstige zuschaltbare Lasten (Wärmepumpe, Nachtspeichersystem, Kühlung)	Grey	Grey	Red	Grey	Grey	Yellow	Yellow	Red

Zwingend Notwendig / relevant für Entscheidung   
 nicht zwingend notwendig kann aber Relevanz haben   
 keine Relevanz

## 4. Energiebilanz Vorpommern 2015

Zur Darstellung von Energieerzeugung und -verbrauch wurde eine Energiebilanz der Region Vorpommern für das Jahr 2015 erarbeitet. Diese Energiebilanz entspricht in ihrem Aufbau und in ihrer Bilanzmethodik den Energiebilanzen, die 1990 ff. für das Land M-V vorliegen. Gewählt wurde diese Methodik hier auch deshalb, weil mit ihrer Anwendung eine vollständige, d.h. alle Energieträger und alle Erzeugungs- und Verbrauchsbereiche umfassende Bilanzierung gewährleistet werden kann.

Die Energiebilanz ist nach Energieträgern (Spalten) und Sektoren (Zeilen) gegliedert. Sie gibt Auskunft über Gewinnung, Bezug/Lieferung, Umwandlung und Verwendung von Energie. Aus dem Vergleich von Erzeugung und Verbrauch können auch Überschüsse bzw. Importbedarfe aller genutzten Energieträger abgeleitet werden.

### 4.1 Geltungsbereich der Energiebilanz Vorpommern 2015

Die Energiebilanz wurde für das Jahr 2015 erstellt, da für dieses Jahr bereits viele Daten vorliegen (in der amtlichen Statistik sind Daten für das Jahr 2016 erst teilweise verfügbar).

Der untere Teil der Bilanz, der den **Energieverbrauch** in der Region abbildet, kann eine Orientierung über das Jahr 2015 hinaus auch für die umliegenden Jahre bieten:

- Die Witterung, eine wichtige Einflussgröße des Energieverbrauchs, stellt sich im Jahr 2015 etwa so dar wie im Mittel der Jahre von 2011 bis 2016: Die mittlere Heizgradtagzahl betrug 3.354 Kd/a, diejenige des Jahres 2015 3.304 Kd/a (die Differenz ist also kleiner als 2 % des Mittelwertes)<sup>26</sup>.
- Das BIP der Region stieg in den letzten fünf Jahren stetig an, wobei der jährliche Zuwachs 2 bis 4 % des jeweiligen Vorjahres betrug. Veränderungen im Energieverbrauch sind gering, so dass sie von den jährlichen witterungsbedingten Schwankungen überdeckt und von Effizienzsteigerungen kompensiert werden. Dies gilt umso mehr, als ein erheblicher Anteil des Wachstums auf Wirtschaftsbereiche entfällt, deren Produktion wesentlich auf beheizten Gebäuden basiert (GHDS).
- Die Region hatte im Durchschnitt der letzten 6 Jahre, d.h. nach dem Ämterwechsel, eine Einwohnerzahl von 464 Tsd. EW. Die von der amtlichen Statistik für die Einzeljahre angegebenen EWZ schwanken um weniger als 2 % des Mittelwertes um diesen.
- Während der Anteil erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung schnell anstieg, ist er in der zentralen Wärmeerzeugung noch gering. Und besonders die verbraucherseitig eingesetzten Energieträger wie Solar- oder Umweltwärme weisen deutlich geringere Steigerungsraten auf<sup>27</sup>.

<sup>26</sup> Energiebilanzen werden zur Herstellung der Vergleichbarkeit temperaturbereinigt. Das war hier nicht sinnvoll, da noch keine Bilanzen für andere Jahre vorliegen und das gewählte Bilanzjahr relativ nahe am Temperaturdurchschnitt liegt.

<sup>27</sup> Allerdings bildet die amtliche Statistik große Teile der Verbrauchersektoren auch nicht annähernd in der gleichen Genauigkeit ab wie die Energieerzeugung.



Infolgedessen ist der untere (EEV-)Teil der Energiebilanz – nicht nur in Vorpommern – relativ zeitinvariant. Dies gilt jedenfalls im Vergleich zum oberen Teil der Energiebilanz.

Der obere Teil der Energiebilanz bildet die **Gewinnung und Erzeugung von Energie** ab. Dieser Teil der Bilanz ist – anders als die Verbrauchsseite – kaum für eine mehrjährige Orientierung geeignet: Die Struktur der eingesetzten Primärenergieträger und der Umwandlungsprozesse verändern sich von Jahr zu Jahr entsprechend der Geschwindigkeit des EE-Ausbaus. Ein steigender EE-Anteil bewirkt – selbst wenn der Bestand an konventionellen Energieanlagen unverändert bleibt – einen zurückgehenden Verbrauch an fossilen Energieträgern in der Energieumwandlung. Dieser Strukturwandel ist in ihren Größenordnungen größer und deutlicher sichtbar als in den Verbrauchersektoren (s.o.). Mit der gleichen Geschwindigkeit steigt dann auch der Export von Energie in andere Bundesländer, insbesondere der Export von Strom.

#### 4.2 Datenbasis der Energiebilanz Vorpommern 2015

Damit die Energiebilanz für Vorpommern in ihrer Aussagekraft mit jenen des Landes M-V vergleichbar ist, muss sie erstens mit der gleichen bundeseinheitlichen Methodik erstellt werden, die auch der Länderbilanzierung angewandt wird. Dafür ist zweitens eine Datenbasis mit vergleichbarer Datenqualität erforderlich. Für die Region Vorpommern ist jedoch eine der Länderbilanzierung vergleichbare Datenbasis nur für bestimmte Bereiche verfügbar, z.B. für die Energiegewinnung und für die Energieerzeugung erneuerbarer Energien<sup>28</sup> und für den Energieverbrauch im Verarbeitenden Gewerbe. In anderen Bereichen stellen die amtliche Statistik und andere Fachstatistikstellen des Bundes<sup>29</sup> zwar Daten für das Land, jedoch nicht für seine Kreise zur Verfügung (dies gilt z.B. für den Einsatz von Energieträgern bei den Energieunternehmen).

Um dennoch eine vergleichbare Datenqualität zu gewährleisten, war für die Region eine Ermittlung der fehlenden Daten erforderlich. Für einzelne Bereiche konnten sie für Vorpommern in gleicher Weise berechnet werden wie für das Land (auch dort werden fehlende Daten analyse- oder modellbasiert abgeschätzt). Außerdem wurden bereits im REK VP /1/ enthaltene Daten aktualisiert und fortgeschrieben. Hierzu wurden z.B. zugängliche Geschäftsberichte und Internetseiten der Energieunternehmen sowie neuere Konzepte und Studien zur Region ausgewertet.

Danach noch fehlende Bilanzdaten wurden in regionalen Analysen und durch Modellrechnungen gewonnen. Dazu wurden wiederum Daten herangezogen, die zwar nicht den Energieverbrauch selbst

<sup>28</sup> Ein wesentlicher Bestandteil der Analysen war die Auswertung der EEG-Jahresabrechnung, die 50Hertz zur Verfügung stellt. Für die Auswertungen der Jahre 2015 und 2016 wurden die Anlagenstandorte anhand älterer Jahresabrechnungen zurückgerechnet, mit Daten der Bundesnetzagentur abgeglichen und im Einzelfall (bei größeren EE-Anlagen) durch Internetrecherchen ergänzt. Dadurch kann die EE-Stromerzeugung detailliert bilanziert und räumlich auf der Gemeindeebene angegeben und analysiert werden (vgl. Abschnitt 7).

<sup>29</sup> Dazu gehören neben dem Länderarbeitskreis Energiebilanzen insbesondere solche Institutionen wie der Mineralölwirtschaftsverband, die Kohleverbände, der Flüssiggasverband, Industrieverbände usw.

angeben, aber auf dessen Veränderungen schließen lassen. So kann z.B. der Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr abgeschätzt werden, indem die vom KBA angegebenen Fahrzeugbestandsdaten für das Land und für die Region für letzten Jahre vergleichend ausgewertet werden.

Die Ergebnisse wurden unter anderem durch Vergleiche mit den Energiebilanzen des Landes plausibilisiert (insbesondere jene der Jahre 2013 und 2014<sup>30</sup>).

#### 4.3 Ergebnisse der Energiebilanzierung für Vorpommern 2015

Eine aus der vollständigen Energiebilanz verdichtete Bilanz, in der einzelne Energieträger zu Gruppen zusammengefasst wurden, zeigt Tabelle 4 (die gleiche Tabelle, jedoch mit physikalischen Mengeneinheiten, findet sich in Anhang 4).

Sie bilanziert in den Spalten die Energieträgergruppen Kohle, Öl, Gas, Erneuerbare sowie Strom und Fernwärme. Die letzte Spalte bildet die Summe über alle Energieträger. Die oberen Zeilen bilanzieren die Herkunft der einzelnen Energieträger, deren (teilweise) Umwandlung in Strom und Fernwärme sowie den Eigenverbrauch und die Energieverluste des Energiesektors. Die Zeilen in der Tabellenmitte stellen die an die Verbrauchersektoren übergebenen Endenergiemengen dar. Deren Verbrauch ist im unteren Teil der Bilanz detailliert angegeben: Auf den Industriesektor folgt der Verkehrssektor, an den sich die Zeilen für die Privathaushalte und für die Kleinverbraucher (GHDS) anschließen.

In einer nochmals verdichteten Form lässt sich die Energiebilanz wie in Abbildung 5 anhand von zusammengefassten Bereichen für die Energieverwendung, für die Einsatzbereiche und für die Herkunft der genutzten Energie darstellen.

Wie die Abbildung zeigt (im rechten Teil), hat die Region 2015 Energie in Höhe von 29 PJ in Form von fossilen Energieträgern wie Erdgas, Kraftstoffen und Heizöl von außen bezogen. In der Region selbst wurde Energie in einem Umfang von 23 PJ gewonnen, überwiegend in Form von erneuerbaren Energien. Von der so verfügbaren Gesamtmenge von 52 PJ wurden knapp 43 PJ direkt oder in umgewandelter Form (Strom, Fern-/Nahwärme) in der Region verbraucht. Die verbleibenden knapp 9 PJ konnten an andere Bundesländer abgegeben werden (Export).

Somit ist der Region im Jahr 2015 ein Verbrauch von knapp 43 PJ zuzurechnen (Primär-)Energie verbraucht (zum Vergleich: M-V ca. 200 PJ, Deutschland ca. 13.300 PJ). Dieser Verbrauch setzt sich aus mehreren Einzelpositionen zusammen, wie die Abbildung (im linken Teil) zeigt: Zunächst wurden etwa 14,3 PJ in den Kraftwerken<sup>31</sup> der Region zur Strom- und Fernwärmeerzeugung eingesetzt (zum Vergleich: M-V ca. 55 PJ, Deutschland ca. 2.800 PJ). Darin enthalten sind sowohl fossile Energieträger, insbesondere Erdgas, als auch die erneuerbare Energieträger wie Wind- und PV-Strom oder Biomasse. Weiterhin wurden davon knapp 2 PJ im Energiesektor selbst verbraucht, gingen als Leitungs-

<sup>30</sup> Die Energiebilanz des Landes M-V liegt für das 2015 noch nicht vor.

<sup>31</sup> Dies sind alle Energieanlage, die in der Energiebilanz (Tabelle 4) im Umwandlungsbereich genannt sind.

Tabelle 4: Energiebilanz der Region Vorpommern 2015 (in TJ)

Energiebilanz Vorpommern 2015			Bilanzspalte	Fossile Energieträger				EE	Strom und Fernwärme		gesamt		
				Kohlen	Öle	Kraftstoffe	Gase		Strom	Fernwärme			
				1 - 6	7, 11 - 14	8, 9, 10	15, 16		17 - 22	23		24	26
				TJ	TJ	TJ	TJ		TJ	TJ		TJ	TJ
Primärenergiebilanz	Primärenergie	Gewinnung im Inland	1	213		18	22.352			22.583			
		Bezüge	2	1.310	3.562	14.224	10.076	0	0	29.172			
		Bestandsentnahmen	3								0		
		Energieaufkommen im Inland	4	1.310	3.775	14.224	10.094	22.352	0	0	51.754		
		Lieferung	5					3.496	5.367		8.864		
		Hochseebunkerungen	6								0		
		Bestandsaufstockungen	7	49	106	43		3			200		
		Primärenergieverbrauch im Inland	8	1.261	3.669	14.181	10.094	18.853	-5.367	0	42.690		
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Wärme- und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (ohne KWK)	9							0			
		Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (nur KWK)	10	606	1		558			1.164			
		Industriewärme- und Wasserkraftwerke	11		21		1.111			1.133			
		Wasserkraftwerke	12				0			0			
		Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen	13				0	16.548		16.548			
		Heizwerke <sup>1)</sup>	14	15	11		704	215		945			
		Sonstige Energieerzeuger	15		20		2			22			
		Umwandlungseinsatz insgesamt	16	621	53	0	2.375	16.764	0	0	19.812		
	Umwandlungsausstoß	Wärme- und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (ohne KWK)	17							0			
		Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (nur KWK)	18					558	1.619	2.176			
		Industriewärme- und Wasserkraftwerke	19					1.111		1.111			
		Wasserkraftwerke	20							0			
		Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen	21					10.383		10.383			
		Heizwerke <sup>1)</sup>	22						693	693			
		Sonstige Energieerzeuger	23					53		53			
		Umwandlungsausstoß insgesamt	24	0	0	0	0	12.105	2.311	14.416			
	Verbr. in Energiegew. und Umwandlg.	Kraftwerke, Heizwerke	25					315	63	378			
		Erdöl-, und Erdgasgewinnung	26				42	54		96			
		Sonstige Energieerzeuger	27					0,1		0			
		Energieverbrauch im Umwandlungsbereich insgesamt	28	0	0	0	42	0,1	369	63	474		
	Fackel- und Leitungsverluste	Fackel- und Leitungsverluste	29				0,4	0,2	241	489	730		
		Energieangebot nach Umwandlungsbilanz	30	640	3.616	14.181	7.677	2.089	6.128	1.760	36.090		
		Nichtenergetischer Verbrauch	31		494		8,8				503		
		Statistische Differenzen	32								0		
Endenergieverbrauch nach Sektoren	Endenergieverbrauch insgesamt	33	640	3.122	14.181	7.668	2.089	6.128	1.760	35.587			
	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	34	42	4,1		18		18		82			
	Ernährungs- und Tabakverarbeitung	35	124	15,7		528		360	260	1.287			
	Textil- und Bekleidungsindustrie	36		5,4		4		2		11			
	Lederindustrie	37								0			
	Holzindustrie (o. Herstell. v. Möbeln)	38		1,1		53	729	234	20	1.037			
	Papier-, Verlags- und Druckindustrie	39		5,4		70		18	1	95			
	Chemische Industrie	40		8,7		70		90	20	189			
	Herstellung von Gummi- und Kunststoffen	41		4,2	2,1	70	0,1	54	20	151			
	Glasindustrie, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	42	31	22,1	4,3	106	0,2	54	1	218			
	Metallerzeugung- u. -bearbeitung, Herstell. v. Metallzeugen	43	20	4,5	7,0	53	0,3	126	5	216			
	Maschinenbau	44		1,1	4,3	53	0,2	54	5	117			
	Herstell. v. Bürom., DV-Geräten, E-Techn., Feinmech. u. Opt.	45		2,1		18		36	5	61			
	Fahrzeugbau	46		4,3	2,1	88	0,1	54	15	163			
	Herstell. v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr., Sportg., Recycling	47		4,9		18		18	5	45			
	Gew. v. Steinen u. Erden, Bergbau u. Verarb. Gewerbe insg.	48	217	84	19,9	1.147	730	1.118	357	3.672			
	Vorleistungsgüterproduktion und Energie	49	73	40	6	317	729	450	61	1.676			
	Investitionsgüterproduktion	50	20	6	11	106	1	180	10	333			
	Gebrauchsgüterproduktion	51	0	11	2	123	0,1	108	25	270			
	Verbrauchsgüterproduktion	52	124	26	0	602	0	380	261	1.393			
	Schieneverkehr	53			295		19	246		560			
	Straßenverkehr	54		115	12.318	31	625			13.088			
	Luftverkehr	55			21					21			
	Küsten- und Binnenschifffahrt	56			43		3			45			
	Verkehr insgesamt	57	0	115	12.677	31	646	246	0	13.716			
	Haushalte	58				3.894	567	2.076	956	7.492			
	Gewerbe, Handel, Dienstleistung und übrige Verbraucher	59			1.375	2.596	88	2.688	447	7.193			
	Haushalt, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher	60	423	2.924	1.484	6.490	713	4.763	1.403	18.200			

<sup>1)</sup> einschließlich ungekoppelte Erzeugung in Heizkraftwerken  
Dr.-Ing. Grüttner Energie-Umwelt-Strategie UG (haftungsbeschränkt)

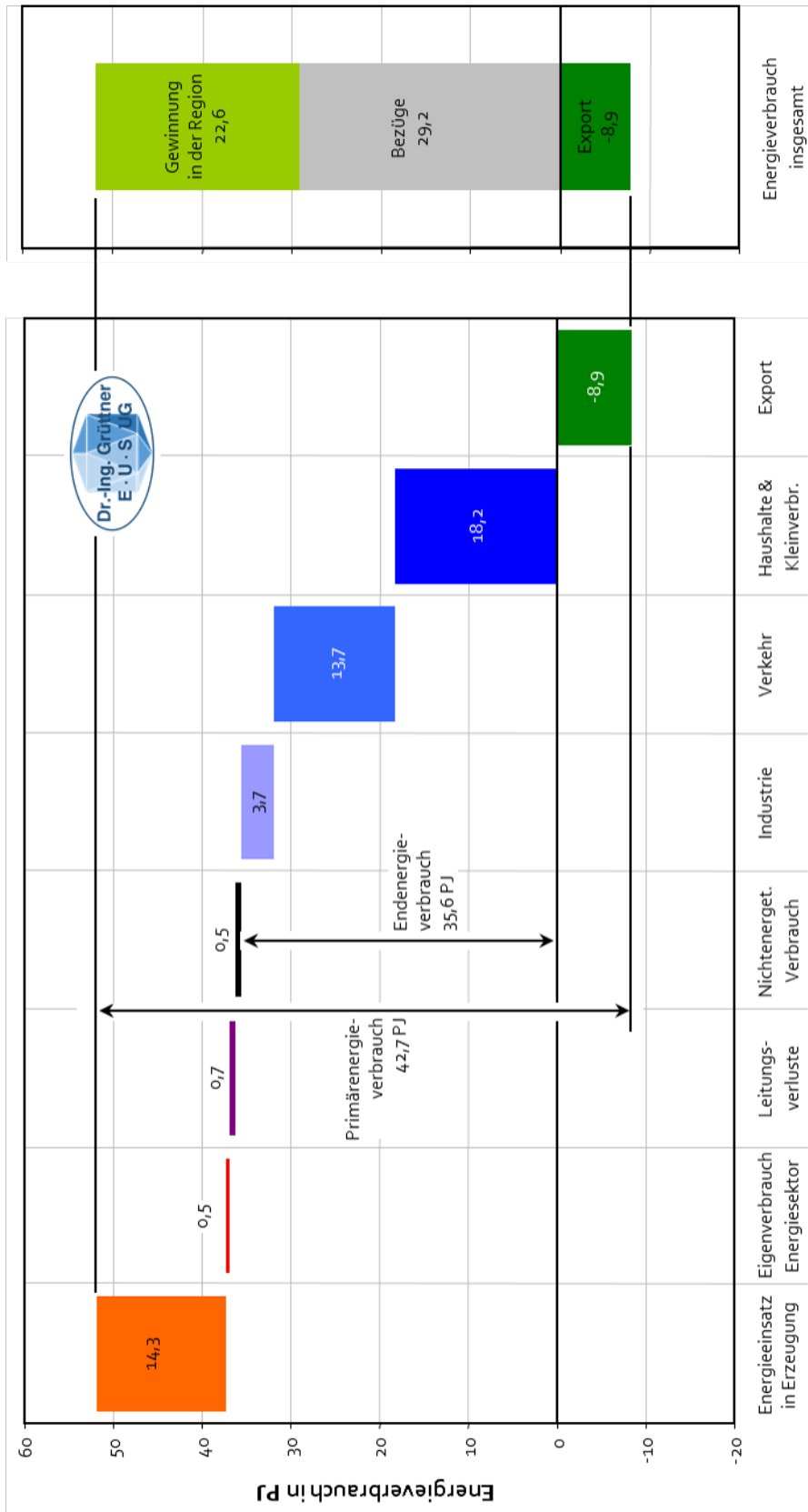


Abbildung 5: Energiebilanz der Region Vorpommern 2015

verluste verloren oder wurden als Schmierstoffe nichtenergetisch verbraucht. Der größte Teil des (Primär-)Energieverbrauchs in der Region floss jedoch in Form von (End-)Energieträgern direkt in die Verbrauchersektoren, nämlich knapp 36 PJ (zum Vergleich: M-V ca. 140 PJ, Deutschland ca. 9.000 PJ). Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Kraftstoffe, Strom und Fernwärme sowie um eine Anzahl weiterer Energieträger wie Kohlen und Heizöl, Flüssiggas, Brennholz, Solarenergie und Umweltwärme, die in Wärmepumpen genutzt wird. Die Industrie der Region verbrauchte danach knapp 4 PJ, während der Verkehr knapp 14 PJ und die Privathaushalte und Kleinverbraucher<sup>32</sup> etwas mehr als 18 PJ verbrauchten. Tabelle 5 stellt den Energieverbrauch in den Verbrauchersektoren noch einmal zusammengefasst dar.

Schließlich wurden in der Region Energieträger für den überregionalen Verbrauch erzeugt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Strom, der vornehmlich aus den erneuerbaren Energien stammt. Außerdem liefert die Region Biokraftstoffe, die insbesondere durch Beimischung zu fossilen Kraftstoffen (Vergaser- und Dieselmotorkraftstoff) in die überregionale Kraftstoffversorgung einfließen. Insgesamt waren dies 2015 knapp 9 PJ (5,4 PJ Strom und 3,5 PJ Bioenergie).

Tabelle 5: Endenergieverbrauch in der Region Vorpommern 2015 (in TJ)

2015	Strom	Wärme - aus			Krste	gesamt
		Erdgas	Fernwärme	Sonstige		
1	2	3	4	5	6	7
I & G	1.120	1.145	355	1.030	20	3.670
PHH	2.075	3.895	955	2.365	0	9.290
KV	2.690	2.595	450	1.690	1.485	8.910
Verkehr	245	0	0	0	13.470	13.715
gesamt	6.130	7.635	1.760	5.085	14.975	35.585

<sup>32</sup> Kleinverbraucher sind Verbraucher in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und sonstigen Wirtschaftsbranchen, sodann kommunale und öffentliche Einrichtungen sowie das Militär.

#### 4.4 Plausibilisierung der Ergebnisse der Energiebilanzierung für Vorpommern 2015

Strukturelle Ähnlichkeiten zwischen der Region Vorpommern und dem Land M-V begründen die Annahme, dass sich auch die Energiebilanzen ähneln (Abschnitt 2.1). Daher ist ein Vergleich ihrer Energiebilanzen geeignet, um die Teilbilanzen der Region auf Plausibilität zu prüfen, für die hier nur teilweise Daten vorlagen und die daher durch Analysen und Modellrechnungen abgeschätzt wurden<sup>33</sup>. Wie Abbildung 6 (oben) beispielhaft am Endenergieverbrauch zeigt, stimmen die Verbrauchsstrukturen für die Energieträgergruppen Kohlen, Mineralöle, Erdgas, Erneuerbare sowie Strom u.a. näherungsweise überein. Dabei beträgt der Energieverbrauch in den einzelnen Energieträgergruppen jeweils ca. 25 % des Energieverbrauchs im Land. Weitgehende Übereinstimmung zeigt auch der Vergleich der EEV-Struktur nach Verbrauchersektoren Abbildung 6 (unten). Nur der Energieverbrauch in Industrie & Gewerbe ist in der Region Vorpommern anteilig kleiner als im Land, was allerdings bei Betrachtung der Wirtschaftsleistungen nachvollziehbar wird.

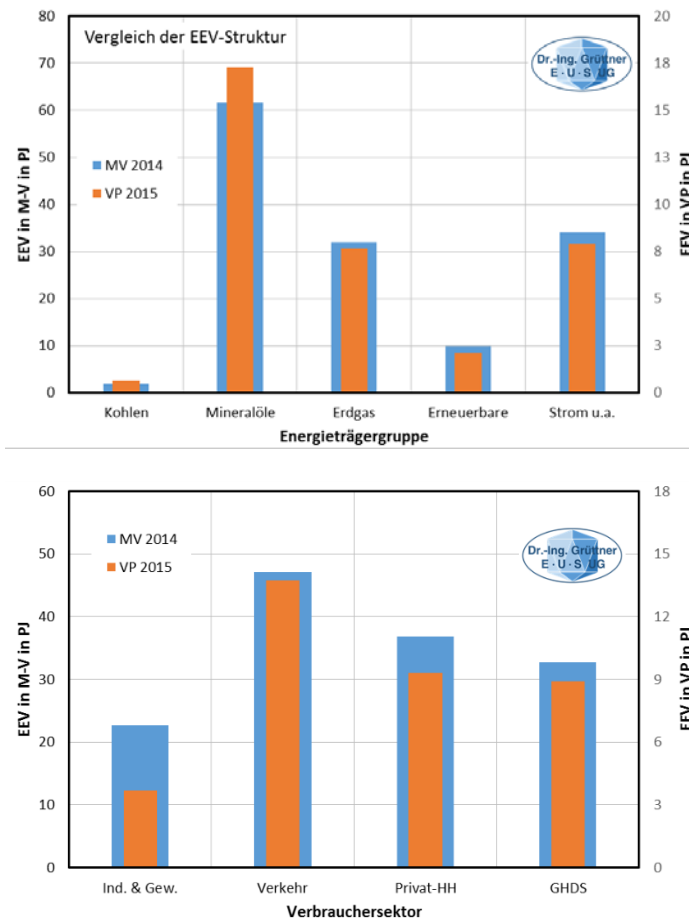


Abbildung 6: Vergleich der Verbrauchsstrukturen von Region und Land

<sup>33</sup> Da die Energiebilanz M-V für 2015 noch nicht vorliegt, wird dazu die Energiebilanz M-V 2014 herangezogen. Zu berücksichtigen ist deshalb, dass sich insbesondere unterschiedliche Witterungs- und Konjunkturbedingungen auf den Energieverbrauch auswirkten. Allerdings sind diese Unterschiede nicht sehr groß: Die Heizgradtagzahl VP 2015 lag weniger als 10 % über derjenigen von M-V 2014, die Wirtschaftsleistung von Industrie & Gewerbe erreichte in VP 2015 nur knapp 20 % der Wirtschaftsleistung des Landes 2015.

## 5. Energiebilanz 2030 mit Speichern und Sektorenkopplung

Die Energiebilanz 2015 wird nun genutzt, um die Effekte zu ermitteln, die durch Speicher und Sektorenkopplung bis 2030 erzielbar sind. Dazu wird eine Energiebilanz 2030 aufgestellt. In ihr werden die Verbrauchsstrukturen in den stationären Verbrauchersektoren als unverändert angenommen<sup>34</sup>. Im Verkehr wird der Wandel in den Antriebsstrukturen berücksichtigt, der sich im Pkw-Bereich bis 2030 einstellen kann (steigender Anteil an alternativen Antrieben).

### 5.1 Regionale Optionen für Speicher und Sektorenkopplung

Laut Energiebilanz 2015 bezieht die Region insbesondere fossile Kraftstoffe und Erdgas von außerhalb. Andererseits übersteigt die Stromerzeugung den Verbrauch der Region deutlich<sup>35</sup>. Zudem wächst dieser Stromüberschuss mit dem EE-Ausbau weiter an, sofern nicht der Stromabtransport durch einen sich verzögernden Netzausbau behindert wird. EE-Anlagen würden dann auch weiterhin und in steigendem Umfang abgeregelt, es sei denn, der Stromverbrauch in der Region steigt. Soll der Stromüberschuss künftig weitgehend in der Region selbst verbraucht werden, bieten sich mehrere Optionen zur Nutzung von Speichern und Sektorenkopplung an, Abbildung 7:

- Ein Teil des Überschusses wird im Verkehr direkt als Strom in Hybrid- und Batteriefahrzeugen und indirekt als Wasserstoff eingesetzt. Wie eigene, auf die Region bezogene Szenariorechnungen bis 2030 zeigten, kann der Verbrauch an Strom und Wasserstoff 2030 200 GWh bzw. 520 t erreichen, wobei auch der Wasserstoff unter Einsatz von Strom erzeugt wird (entlang der Wirkungskette sind hierfür nach heutigem Stand der Technik 30 GWh Strom erforderlich). In Summe würden so 230 GWh der o.g. 1.500 GWh in der Region selbst verbraucht.
- Ein weiterer Teil des Überschusses wird in *power to heat*-Systemen eingesetzt, indem Wärmeversorgungsunternehmen elektrischen Heizstäbe („Elektrokessel“) in ihre Fernwärmeversorgung einbinden. Das Potenzial der Region Vorpommern ist mit 9 Anlagen mit Gesamtleistung zwischen 16 und 25 MW<sub>el</sub> abgeschätzt worden /6/ (s.a. Abschnitt 6.3). Nimmt man einen Anteil von 5 % des Stromüberschusses an, würden diese Anlagen 75 GWh der o.g. 1.500 GWh für die Wärmezeugung nutzen.
- Der danach verbleibende Großteil des Stromüberschusses, ca. 1.200 GWh, kann in *power to gas*-Anlagen eingesetzt werden, um Methan zu erzeugen und in das Erdgasnetz einzuspeisen.

<sup>34</sup> Dies könnte z.B. dann der Fall sein, wenn Effizienzgewinne etwa im Gebäudebereich durch solche Effekte kompensiert werden, die den Energieverbrauch erhöhen (weiter steigende Wohnfläche je Einwohner u.ä.).

<sup>35</sup> 2015 überstieg die Stromerzeugung den Stromverbrauch um das Doppelte. Daraus resultierte eine Stromlieferung an Nachbar-Bundesländer von 1.500 GWh, die sich im Jahresverlauf aus zeitweisen Strombezügen und zeitweisen Stromlieferungen saldierte (wobei die Lieferungen die Bezüge überwogen).

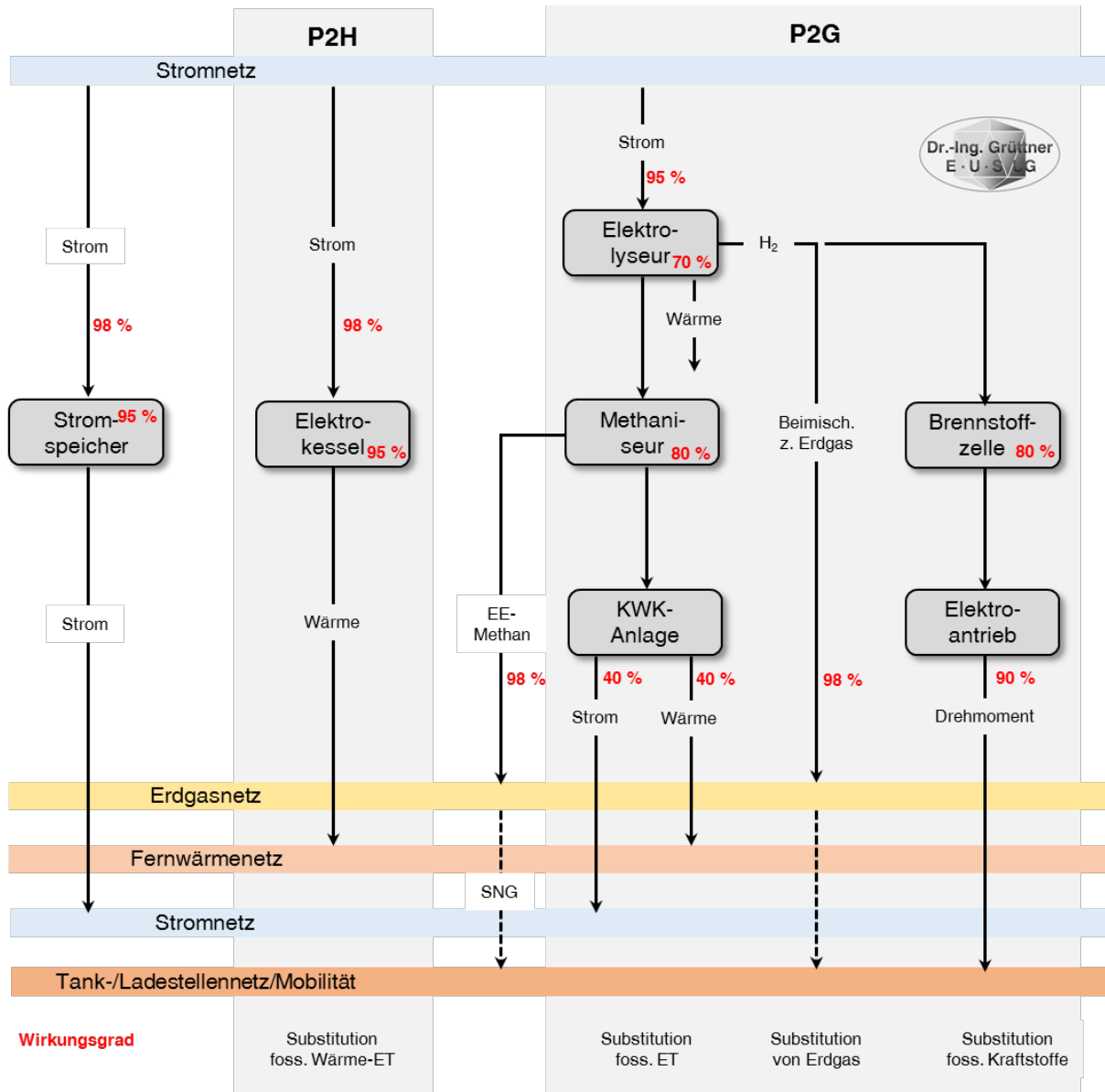


Abbildung 7: In der Energiebilanz 2030 abgebildete Prozessketten

## 5.2 Szenarien für den Ausbau der EE-Stromerzeugung bis 2030

Um die Energiebilanz mit Speichern und Sektorenkopplung für das Jahr 2030 ermitteln zu können, ist ein Endzustand zu definieren: In einem Referenzszenario „Ohne EE-Ausbau“<sup>36</sup> bleibt die EE-Stromerzeugung auf dem bereits 2015 erreichten Stand. Bei fortgesetztem EE-Ausbau steigt auch der in Speichern nutzbare jährliche Stromüberschuss. Hierfür werden drei Szenarien angenommen, in denen die EE-Stromerzeugung schrittweise um 1, 2 bzw. 3 % pro Jahr ausgebaut. Die resultierenden Entwicklungen der EE-Stromerzeugung zeigt Abbildung 8.

<sup>36</sup> Zwar überschätzt bereits dieses Szenario die tatsächliche EE-Stromerzeugung für das Jahr 2016 geringfügig, dennoch dürfte es kaum eine realitätsnahe Beschreibung der längerfristigen Entwicklung bieten. Es wird hier insbesondere für die Plausibilisierung der Bilanzergebnisse 2030 und als Referenzszenario für vergleichende Betrachtungen der weiteren Szenarien genutzt.



Weiterhin wird in allen Szenarien angenommen, dass der Stromverbrauch in den Speichern und in der Sektorenkopplung gleichmäßig soweit ansteigt, dass 2030 der Stromüberschuss vollständig genutzt wird und kein Stromexport mehr erfolgt.

Da die Speicherkapazitäten von *power to heat*-Speichersystemen und Elektromobilität bereits im Referenzszenario ausgeschöpft werden, steigt infolge des EE-Ausbaus bis 2030 unmittelbar die in *power to gas*-Speichersystemen nutzbare Strommenge. Wird das dort entstehende Methan in der Region verbraucht, sinkt der Bezug fossilen Erdgases in gleichem Umfang ab.

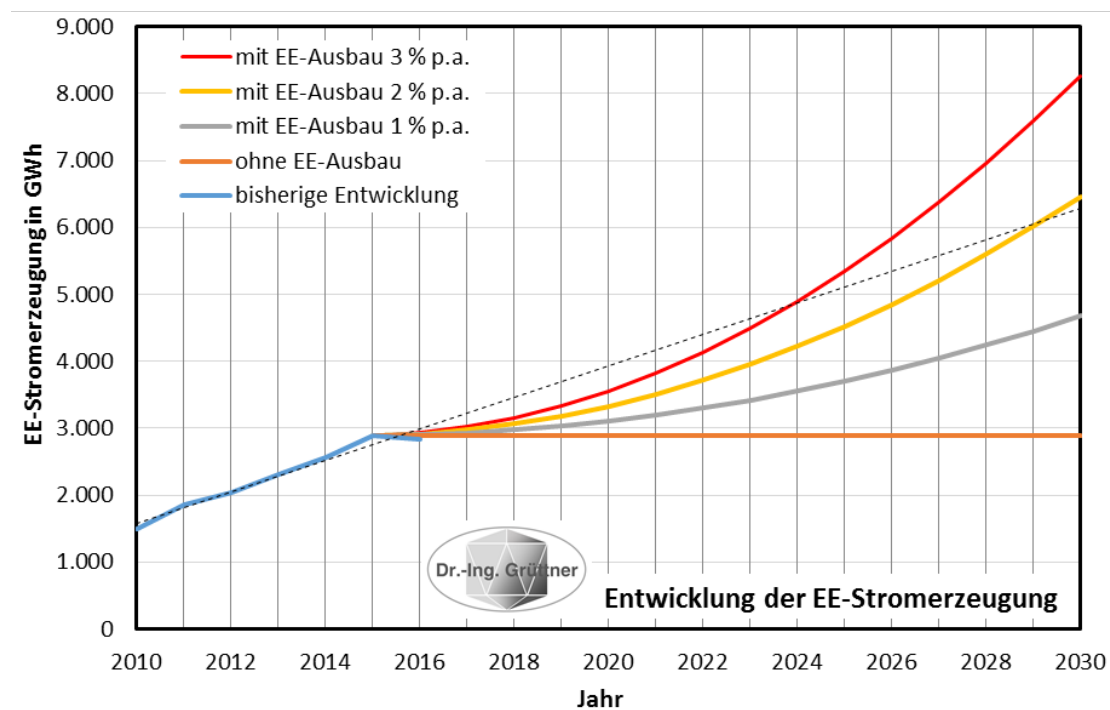


Abbildung 8: Szenarien für die Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Vorpommern bis 2030

### 5.3 Energiebilanz 2030 im Szenario „Ohne weiteren EE-Ausbau“

Eine verdichtete Energiebilanz 2030, in der einzelne Energieträger zu Gruppen zusammengefasst wurden, zeigt Tabelle 6 (die gleiche Tabelle, jedoch in physikalischen Mengeneinheiten, findet sich in Anhang 5).

In Abbildung 9, die die Energiebilanz mit Speichern und Sektorenkopplung zeigt, sind diese Effekte durch die gestrichelt dargestellten Veränderungen von 2015 zu 2030 gekennzeichnet. In der Abbildung wird der reduzierte Bezug von fossilem Erdgas allein der Erzeugung zugerechnet, d.h. das EE-Methan wird vollständig dort verbraucht<sup>37</sup>.

<sup>37</sup> Dies erfolgte insbesondere im Interesse einer möglichst einfachen Darstellung. Natürlich kann das EE-Methan auch in den Verbrauchersektoren genutzt werden. Beispielsweise würde die genannte Menge von knapp 0,8 PJ EE-Erdgas ca. 22 % des gesamten Energieverbrauchs der Industrie aus (3,7 PJ) abdecken.

Tabelle 6: Energiebilanz der Region Vorpommern 2030 (in TJ)

- ohne weiteren EE-Ausbau -

Energiebilanz Vorpommern 2030		Bilanzspalte	Fossile Energieträger				Strom und Fernwärme		gesamt		
			Kohlen	Öle	Kraftstoffe	Gase	EE	Strom		Fernwärme	
			1 - 6	7, 11 - 14	8, 9, 10	15, 16	17 - 22	23		24	26
			TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ		TJ	TJ
Primärenergiebilanz	Primärenergie	Gewinnung im Inland	1		213		18	22.352		22.583	
		Bezüge	2	1.310	3.773	11.174	10.193			26.450	
		Bestandsentnahmen	3							0	
		Energieaufkommen im Inland	4	1.310	3.986	11.174	10.210	22.352	0	49.032	
		Lieferung	5					3.651		3.651	
		Hochseebunkerungen	6							0	
		Bestandsaufstockungen	7	49	106	43		3		200	
		Primärenergieverbrauch im Inland	8	1.261	3.880	11.131	10.210	18.698	0	45.181	
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Wärme- und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (ohne KWK)	9							0	
		Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (nur KWK)	10	606	1		982			1.589	
		Industriewärme- und Heizkraftwerke	11		21		1.308			1.329	
		Wasserkraftwerke	12					0		0	
		Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen	13					16.548		16.548	
		Heizwerke <sup>1)</sup>	14	15	11		704	215		945	
		Sonstige Energieerzeuger	15		25		2	0	4.522	4.549	
		Umwandlungseinsatz insgesamt	16	621	58	0	2.995	16.764	4.522	24.959	
	Umwandlungsausstoß	Wärme- und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (ohne KWK)	17							0	
		Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (nur KWK)	18					432	1.367	1.799	
		Industriewärme- und Heizkraftwerke	19					1.111		1.111	
		Wasserkraftwerke	20							0	
		Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen	21					10.383		10.383	
		Heizwerke <sup>1)</sup>	22						944	944	
		Sonstige Energieerzeuger	23				627		53	680	
		Umwandlungsausstoß insgesamt	24	0	0	0	627	0	11.979	14.918	
Verbr. in Energiegewinnung und Umwandlg.	Kraftwerke, Heizwerke	25					311	63	374		
	Erdöl-, und Erdgasgewinnung	26				42		54	96		
	Sonstige Energieerzeuger	27				1	0,1		1		
	Energieverbrauch im Umwandlungsbereich insgesamt	28	0	0	0	43	0,1	365	472		
Fackel- und Leitungsverluste	Fackel- und Leitungsverluste	29				1,1	0,2	238	489		
	Energieangebot nach Umwandlungsbilanz	30	640	3.822	11.131	7.798	1.935	6.854	33.939		
	Nichtenergetischer Verbrauch	31		494		8,8			503		
	Statistische Differenzen	32							0		
Endenergieverbrauch nach Sektoren	Endenergieverbrauch insgesamt	33	640	3.328	11.131	7.789	1.935	6.854	1.760	33.436	
	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	34	42	4,1		18		18		82	
	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	35	124	15,7		528		360	260	1.287	
	Textil- und Bekleidungsindustrie	36		5,4		4		2		11	
	Lederindustrie	37								0	
	Holzindustrie (o. Herstell. v. Möbeln)	38		1,1		53	729	234	20	1.037	
	Papier-, Verlags- und Druckindustrie	39		5,4		70		18	1	95	
	Chemische Industrie	40		8,7		70		90	20	189	
	Herstellung von Gummi- und Kunststoffen	41		4,2	2,1	70	0,1	54	20	151	
	Glasindustrie, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	42	31	22,1	4,3	106	0,2	54	1	218	
	Metallerzeug- u. -bearbeitung, Herstell. v. Metallerzeugn.	43	20	4,5	7,0	53	0,3	126	5	216	
	Maschinenbau	44		1,1	4,3	53	0,2	54	5	117	
	Herstell. v. Bürom., DV-Geräten, E-Techn., Feinmech. u. Opt.	45		2,1		18		36	5	61	
	Fahrzeugbau	46		4,3	2,1	88	0,1	54	15	163	
	Herstell. v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr., Sportg., Recycling	47		4,9		18		18	5	45	
	Gew. v. Steinen u. Erden, Bergbau u. Verarb. Gewerbe insg.	48	217	84	19,9	1.147	730	1.118	357	3.672	
	Vorleistungsgüterproduktion und Energie	49	73	40	6	317	729	450	61	1.676	
	Investitionsgüterproduktion	50	20	6	11	106	1	180	10	333	
	Gebrauchsgüterproduktion	51	0	11	2	123	0,1	108	25	270	
	Verbrauchsgüterproduktion	52	124	26	0	602	0	380	261	1.393	
	Schieneverkehr	53			295		19	246		560	
	Straßenverkehr	54		321	9.268	152	470	726		10.938	
	Luftverkehr	55			21					21	
	Küsten- und Binnenschifffahrt	56			43		3			45	
	Verkehr insgesamt	57	0	321	9.628	152	492	972	0	11.565	
	Haushalte	58				3.894	567	2.076	956	7.492	
	Gewerbe, Handel, Dienstleistung und übrige Verbraucher	59			1.375	2.596	88	2.688	447	7.193	
	Haushalt, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbr.	60	423	2.924	1.484	6.490	713	4.763	1.403	18.200	

<sup>1)</sup> einschließlich ungekoppelte Erzeugung in Heizkraftwerken  
 Dr.-Ing. Grüttner Energie-Umwelt-Strategie UG (haftungsbeschränkt)

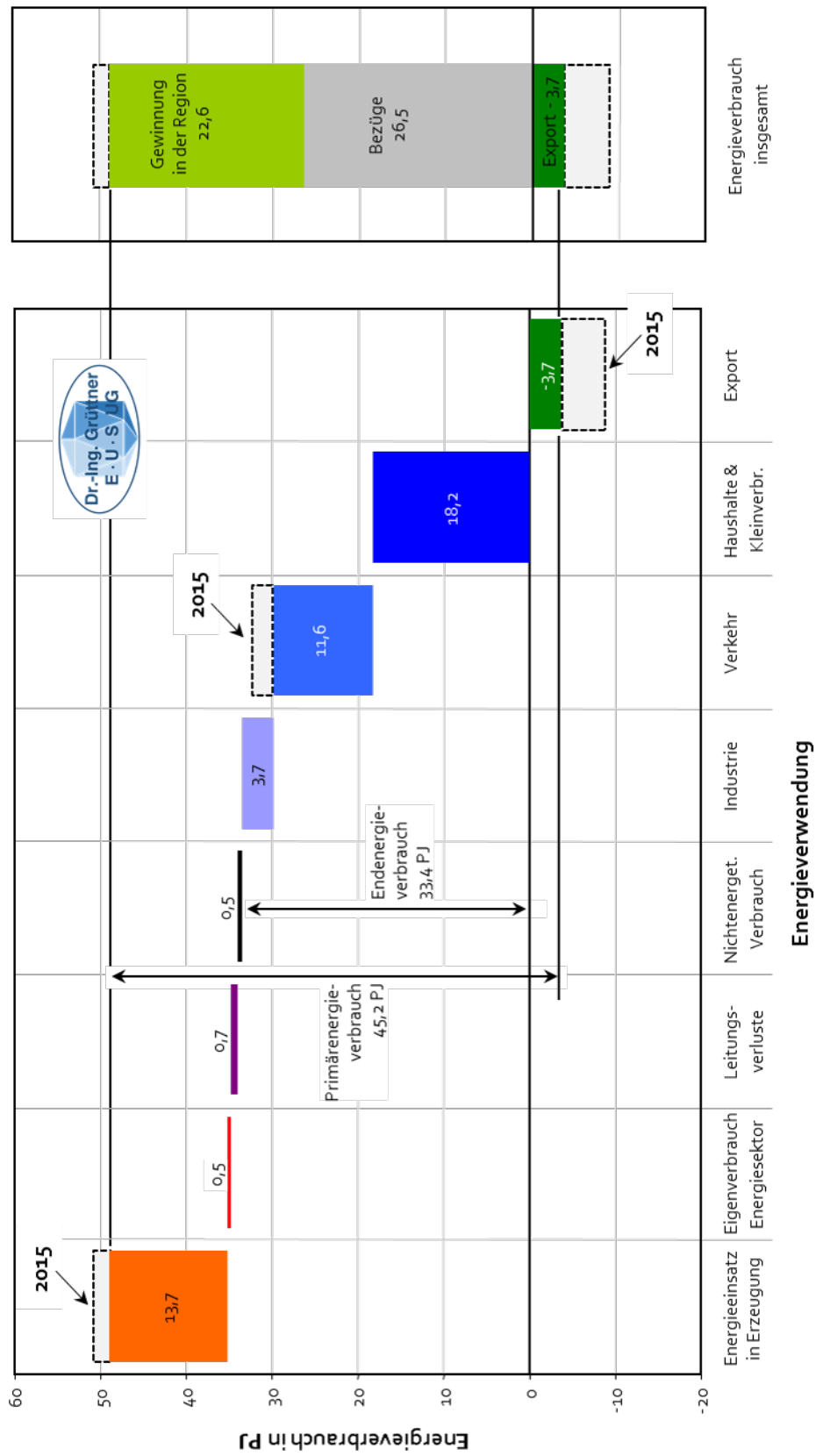


Abbildung 9: Energiebilanz der Region Vorpommern 2030 (ohne EE-Ausbau)  
 - die grau-gestrichelten Säulen zeigen die Veränderungen an -

#### 5.4 Plausibilisierung der Zielbilanz 2030 im Szenario „Ohne weiteren EE-Ausbau“

Die Region deckt ihren gegenwärtigen Energieverbrauch mit 30 PJ fossilen Energieimporten sowie mit 23 PJ Erneuerbaren Energien. Insgesamt werden somit 53 PJ an Energie bereitgestellt. Allerdings werden 9 PJ als EE-Strom (5,4 PJ) und Biokraftstoffe (3,5 PJ) exportiert, so dass nur 44 PJ in der Region verbleiben. Davon verbrauchen die Endverbraucher 36 PJ direkt und 8 PJ werden im Umwandlungsbereich, d.h. zur Strom und Wärmeversorgung eingesetzt.

Der Erdgasbezug sinkt um 0,8 PJ und der Bezug von fossilen Energieträgern insgesamt um 3,6 PJ. Dazu muss die erneuerbare Energiegewinnung mindestens auf dem erreichten Stand verbleiben. Der o.g. Stromüberschuss von 5,4 PJ wird nicht mehr exportiert, sondern in der Region genutzt. Werden bis 2030 Steigerungen in der Energieeffizienz erzielt oder sinkt der Energieverbrauch in den Verbrauchersektoren aus anderen Gründen, steigen die Möglichkeiten für den Einsatz von Energiespeichern weiter und der Import und Verbrauch fossiler Energieträger kann noch stärker sinken.

Durch die Integration von Speichern und Speichersystemen werden die derzeit als EE-Strom aus der Region exportierten 5,36 PJ in der Region selbst nutzbar gemacht:

- Der größte Teil dieses Stroms, d.h. 4,15 PJ bzw. 80 %, wird in *power to gas* zur H<sub>2</sub>- bzw. Methan- Erzeugung eingesetzt (EE-Erdgas). Dadurch reduziert sich der Erdgasbezug von 10,98 PJ im Jahr 2015 auf 10,19 PJ im Jahr 2030, d.h. um 0,85 PJ bzw. um knapp 8 % des Bezugs von 2015.
- Der Pkw-Verkehr nutzt 2030 ca. 0,83 PJ bzw. 15 % des zuvor exportierten Stroms. Infolge veränderter PKW-Antriebsstrukturen sinkt der Energieverbrauch um 2,15 PJ. Zugleich substituiert der Strom bzw. der mit ihm erzeugte Wasserstoff 2,78 PJ an fossilen Kraftstoffen, Tabelle 7.
- Die übrigen 0,27 PJ bzw. 5 % des Stroms werden in *power to heat*-Anlagen zur Erzeugung von Elektrowärme verwendet. Sie wird in die Wärmenetze eingespeist und mindert den Erdgasverbrauch um 0,29 PJ, der zuvor in der Wärmeerzeugung durch die Erdgas-KWK-Anlagen entstand.

Tabelle 7: Veränderung des Energieverbrauchs im Pkw-Straßenverkehr (in PJ)

Energieträger	2015	2030	Differenz
VK	3,93	1,52	-2,41
DK	8,39	7,75	-0,64
FG	0,11	0,32	0,21
EG	0,03	0,09	0,06
<b>fossile gesamt</b>	<b>12,46</b>	<b>9,68</b>	<b>-2,78</b>
<b>Biokraftstoffe</b>	0,63	0,47	-0,15
<b>Strom</b>	0,01	0,73	0,72
<b>Wasserstoff</b>	0,00	0,06	0,06
<b>Fossile und EE gesamt</b>	<b>13,10</b>	<b>10,94</b>	<b>-2,15</b>

Mit Speichern und Sektorenkopplung lassen sich somit in verschiedenen Sektoren Minderungseffekte erzielen, die in der Summe in einer plausiblen Relation zur eingesetzten Strommenge stehen. Die Energiebilanz wird daher auch herangezogen, um die Effekte für den Fall eines weiteren Ausbaus der EE-Stromerzeugung zu quantifizieren (Abschnitt 5.6).

### 5.5 Abbildung von Speichern und Sektorenkopplung in der Energiebilanz

Im Folgenden soll kurz beschrieben werden, wie sich Speicher und Sektorenkopplungen in der Energiebilanz darstellen<sup>38</sup>. Dies erfolgt anhand der Veränderungen, die sich in den Energiebilanzen der Region Vorpommern im Szenario „ohne weiteren EE-Ausbau“ ergeben<sup>39</sup>. Dazu wird auf die Spalten und Zeilen der Bilanz eingegangen, die die Verwendung der betroffenen Energieträger angeben. In der Stromspalte verschwindet die Lieferung, weil der Stromüberschuss vollständig in der Region für Speicher und Sektorenkopplung verbraucht wird. Der für *power to x*-Speichersystemen<sup>40</sup> eingesetzte Strom erscheint als Umwandlungseinsatz und auch der Stromverbrauch im Verkehrssektor steigt durch die E-Mobilität. Zugleich bewirken Verluste in der Strombereitstellung und -verteilung Veränderungen im Eigenverbrauch der Energieunternehmen sowie in den Netzverlusten (sie sind jedoch vergleichsweise klein, z.B. wird der Verteilungswirkungsgrad mit ca. 98 % angesetzt, d.h. die Netzverluste betragen ca. 2 %).

Veränderungen in der Energiebilanz durch *Elektromobilität im Pkw-Bereich*:

- Infolge von Veränderungen in der Pkw-Mobilitätsstruktur sinkt der Verbrauch an den fossilen Kraftstoffen im Straßenverkehr. So sinkt der Verbrauch an Benzin von 90 kt auf 35 kt und der Verbrauch von Dieselmotoren geht von 195 kt auf 180 kt zurück.
- Entsprechend sinkt auch der Verbrauch an beigemischten Biokraftstoffen von 625 TJ auf 470 TJ.
- Der Flüssiggas-Verbrauch steigt von jetzt 2,5 kt auf 7 kt und auch der Erdgasverbrauch steigt von 0,9 Mio. m<sup>3</sup> auf 2,6 Mio. m<sup>3</sup> an.
- Diese Veränderungen schlagen sich in den Kraftstoffspalten sowie in der Erdgasspalte – jeweils in der Zeile Straßenverkehr – nieder. Für den bislang nicht bilanzierten Wasserstoffverbrauch kommt eine neue Wasserstoffspalte hinzu. Der dort für die Elektrolyse eingesetzte Strom erscheint als Umwandlungseinsatz in der Zeile Sonstige Energieerzeuger.

<sup>38</sup> Da dieser Abschnitt vorwiegend methodische Aspekte der Energiebilanzierung skizziert, ist er für die Themenfelder Energiespeicherung und Regionalplanung nur bedingt von Interesse.

<sup>39</sup> In den anderen Szenarien verändern sich in der Bilanz lediglich die Zahlen, während die Abbildung der Speicher und der Sektorenkopplungen selbst unverändert bleibt.

<sup>40</sup> Das ist der Stromverbrauch der Elektrolysen, der Methanisierung (*power to gas*) sowie der Elektrokessel (*power to heat*).

Veränderungen in der Energiebilanz durch *power to heat*-Speicher:

- In der Fernwärmespalte erscheint der *power to heat*-Strom in der Zeile Umwandlungseinsatz in Heizwerken. Damit verbunden ist zugleich eine Verschiebung der Elektrowärme aus der KWK-Zeile in die Heizwerke-Zeile. Wie der Umwandlungsausstoß, d.h. die insgesamt erzeugte Wärmemenge, bleiben auch der Eigenverbrauch und die Leitungsverluste unverändert.
- Wird die in EE-Anlagen erzeugte Fern- und Nahwärme vorrangig genutzt, verdrängt die zusätzliche Erzeugung von Elektrowärme Fernwärme aus Energieanlagen der allgemeinen Versorgung. Dies sind in der Region Vorpommern erdgasgefeuerte KWK-Anlagen. Infolgedessen sinkt in der Erdgasspalte der Erdgasverbrauch dieser KWK-Anlagen entsprechend.
- Die verdrängte KWK-Wärme verringert auch die KWK-Stromerzeugung<sup>41</sup> in der Stromspalte. Nimmt man näherungsweise eine Stromkennzahl von  $\sigma = 0,5$  für diese KWK-Anlagen an, ist die entfallende Stromerzeugung halb so groß wie die erzeugte Elektrowärme.

Veränderungen in der Energiebilanz durch *power to gas*-Speichersysteme:

- Das hergestellte Methan wird in das Erdgasnetz eingespeist. Es erscheint deshalb in der Erdgasspalte in der Zeile Umwandlungsausstoß sonstiger Energieerzeuger.
- Das hergestellte Methan mindert Bezug von fossilem Erdgas<sup>42</sup> in der Zeile Bezüge.
- In der Zeile Umwandlungseinsatz reduziert sich der Erdgasverbrauch entsprechend der entfallenden Wärmeerzeugung aus Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung (nur KWK).

## 5.6 Effekte von Speichern und Sektorenkopplung bei fortgesetztem EE-Ausbau

Im Folgenden werden die Effekte betrachtet, die durch Speicher und Sektorenkopplung bei Ausbau der EE-Stromerzeugung um 1, 2 bzw. 3 % je Jahr erzielt werden, Abbildung 8. Infolgedessen steigt in der Energiebilanz der Jahresüberschuss des erzeugten Stroms über den verbrauchten Strom. Dieser Überschuss wird vollständig in die in Abschnitt 5.1 genannten Speicher und Speichersysteme eingespeist. Dadurch steigt – über die bereits im Szenario ohne EE-Ausbau dargestellten Effekte hinaus – die Erzeugung/Einspeisung von erneuerbarem Methan durch die *power to gas*-Speichersysteme weiter an, wodurch wiederum der Bezug von fossilem Erdgas nochmals zurückgeht.

Abbildung 10 zeigt die Strombilanzen der betrachteten Szenarien im Vergleich. Im Szenario ohne EE-Ausbau geht die Stromerzeugung geringfügig um den KWK-Strom zurück, der aufgrund der *power to heat*-Wärmeerzeugung nicht entsteht (vgl. Abschnitt 5.4).

<sup>41</sup> Um die Auslastung und damit die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen zu erhalten, ist ein Ausbau der Fernwärmeversorgung anzustreben, der den Rückgang des KWK-Wärmebedarfs in Höhe der Elektrowärme kompensiert (dadurch werden zugleich dezentrale fossil gefeuerte Einzelheizungen substituiert).

<sup>42</sup> Diese Substitution kann sowohl bei den Energieunternehmen z.B. für die Rückverstromung oder für die Wärmeerzeugung in Heizwerken als auch in den Verbrauchersektoren stattfinden. Wo sie tatsächlich erfolgt, wird in der vorliegenden Form der Energiebilanz nicht sichtbar.

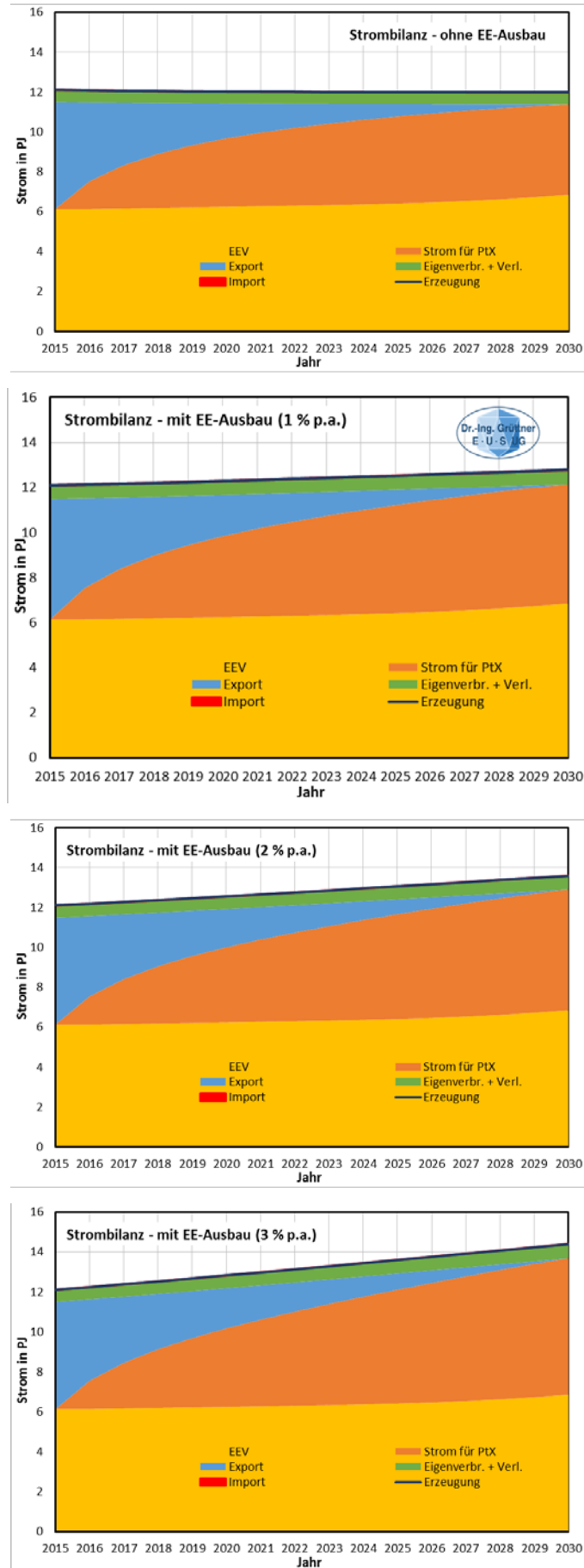


Abbildung 10: Entwicklung der Strombilanz in Vorpommern bis 2030

In den drei Szenarien mit EE-Ausbau, steigt die Stromerzeugung und in der Folge der Einsatz von Strom für *power to x*-Speichersysteme an, während sich die anderen Bestandteile der Strombilanz nicht oder nur geringfügig verändern (Eigenverbrauch und Netzverluste).

Abbildung 11 zeigt die Veränderungen in der Fernwärmeerzeugung, die in allen Szenarien gleich sind. Durch die Installation von *power to heat*-Speichern im Verlauf der Szenarien verschiebt sich die Fernwärmeerzeugung von den KWK-Anlagen zu den Heizwerken (elektrische Heizstäbe).

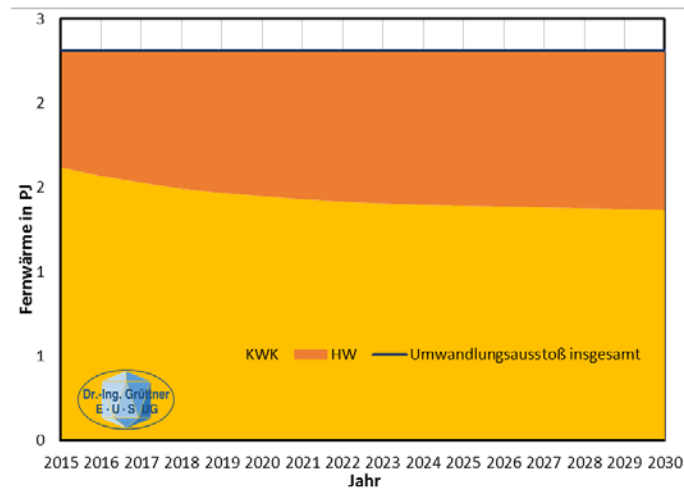


Abbildung 11: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung in Vorpommern bis 2030

Der fossile Erdgasbezug entwickelt sich insgesamt rückläufig: Einem leichten Anstieg im Verkehrssektor (steigender Anteil von LNG-Antrieben im Pkw-Straßenverkehr) steht erstens ein ebenfalls leichter Rückgang im Erdgasverbrauch der KWK-Fernwärme gegenüber (*power to heat*-Speicher). Hinzu kommt zweitens ein deutlicher, aus der steigenden Erzeugung und Nutzung von EE-Methan (*power to gas*-Speichersysteme) resultierender Rückgang im Erdgasbezug, Abbildung 12.

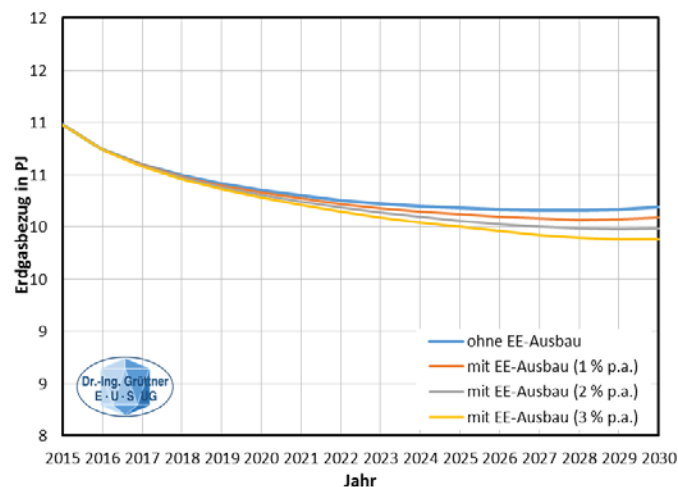


Abbildung 12: Entwicklung des Bezugs von fossilem Erdgas in Vorpommern bis 2030



Abbildung 13 vergleicht die betrachteten Szenarien hinsichtlich des Bezugs von fossilem Erdgas für die Zeitpunkte 2015 und 2030. Wie schon Abbildung 12 erkennen lässt, ist der Unterschied im fossilen Erdgasbezug zwischen den Zeitpunkten 2015 und 2030 größer als der Unterschied zwischen den einzelnen Szenarien mit steigendem Ausbau der EE-Stromerzeugung.

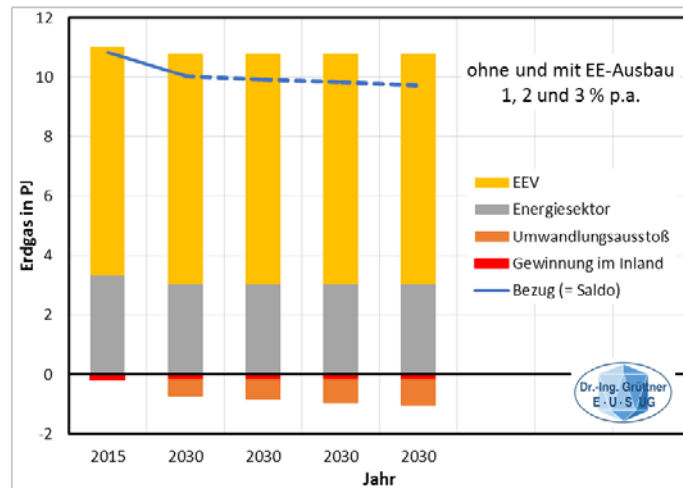


Abbildung 13: Szenarien-Vergleich des Bezugs von fossilem Erdgas in Vorpommern 2015/2030

Die resultierenden Veränderungen im Bezug von Energieträgern insgesamt und die Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien zeigt Abbildung 14. Danach hängen die Speichereffekte nicht so sehr vom Umfang des EE-Ausbau bis 2030 ab als vielmehr davon, dass der bereits heute bestehende Stromüberschuss in Speichern und Speichersystemen für die Region nutzbar gemacht wird.

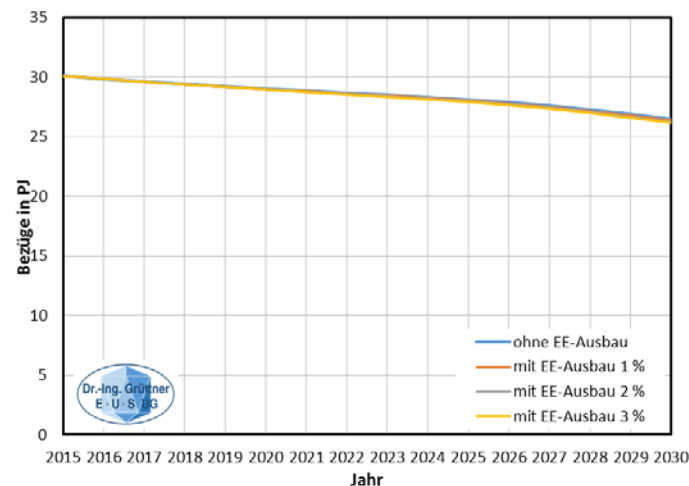


Abbildung 14: Entwicklung des Bezugs fossiler Energieträger in Vorpommern bis 2030

## 6. Abregelungen und zuschaltbare Lasten in Vorpommern

### 6.1 Einspeisemanagement in Vorpommern

Mecklenburg-Vorpommern ist vom Einspeisemanagement (EinsMan) in besonderer Weise betroffen /30/. 2015 entfielen 264,7 GWh oder 5,6 % der gesamtdeutschen Ausfallarbeit auf das Land, die Entschädigungsansprüche wurden auf 25 Mio. EUR geschätzt. Davon entstanden 4,5 GWh bzw. 1,5 Prozent durch Abregelungen im Übertragungsnetz von M-V, mit resultierenden Entschädigungsansprüchen von 0,5 Mio. EUR. In den Verteilernetzen waren es 2015 260,3 GWh bzw. 5,9 Prozent und 24 Mio. EUR. 2016 belief sich die Ausfallarbeit auf 317,6 GWh, sie ist somit weiter angestiegen. Einzeljahre können witterungsbedingt vom Trend abweichen. Das auslösende Netzelement gehörte insbesondere die Leitung Pasewalk – Neuenhagen mit dem Abzweig Vierraden/Krajnik /31/.

In der verursacherbezogenen Betrachtung verantwortet 50Hertz ca. die Hälfte der Abregelungen, da die Gewährleistung der Systemstabilität und Netzsicherheit im Übertragungsnetz dies erfordert.

Die für M-V insgesamt dargestellten Verhältnisse lassen sich näherungsweise auf Vorpommern übertragen, indem man der Region vereinfachend 25 % der 2015 in M-V insgesamt angefallenen Ausfallarbeit von 265 GWh zurechnet<sup>43</sup>. Nimmt man diese Ausfallarbeit zur EE-Stromerzeugung der Region im gleichen Jahr hinzu, hätte diese demnach um ca. 66 GWh höher liegen und ca. 2.950 GWh betragen können, wenn keine Abregelungen erforderlich gewesen wären (insgesamt wurden in Vorpommern 2015 2.884 GWh EE-Strom erzeugt). Der Ausfall belief sich somit auf knapp 2,3 Prozent der EE-Strommenge, die in VP im Jahr 2015 erzeugbar gewesen wäre).

Besonders ab der Inbetriebnahme der neuen Ostsee-OWP könnten diese Abregelungen weiter zunehmen, da weder der Stromverbrauch in M-V deutlich steigt<sup>44</sup> noch der Netzausbau zum Abtransport der offshore-Strommengen ausreichend zügig vorankommt (ein daraus resultierender Engpass besteht in der Uckermark mit der 115 km langen Uckermarkleitung, die 2020 realisiert sein soll<sup>45</sup>).

<sup>43</sup> Davon entfielen 32 GWh bzw. 10 % auf das Netzgebiet der WEMAG AG (außerhalb von VP) und 283 GWh bzw. knapp 90 % auf das Netzgebiet der Edis AG (zu einem großen Teil in Vorpommern liegend). Der Rest von knapp 1 GWh bzw. 0,3 % entfielen auf eigenveranlasste Maßnahmen von 50Hertz. In der östlichen Landeshälfte liegt somit der Schwerpunkt der Abregelungen.

<sup>44</sup> Künftig tragen freilich heute noch kaum verbreitete Technologien und Anwendungsfälle zu einem steigenden Stromverbrauch bzw. zu einem rückläufigen Stromüberschuss bei. So dringen Elektroantriebe in bislang Dieselmotoren vorbehaltene Einsatzbereiche vor. Beispiele sind Großgeräte für den Einsatz im Hafenumschlag oder in Entsorgungsunternehmen. Elektrische Umschlagbagger etwa gibt es inzwischen in allen Größen und von mehreren Anbietern (u.a. Sennebogen, Liebherr und Fuchs) – sowohl für den stationären Betrieb als auch mobil auf Rädern, Raupen oder Schienen. Zwar sind sie bislang noch auf den jeweiligen Einsatz zugeschnitten, also keine Standardlösungen. Auch können wegen des hohen Strombedarfs keine Akkumulatoren eingesetzt werden, die Arbeitsgeräte werden also mit Kabelanschlüssen (und gesondertem Stromzähler) versorgt und sind zwar mobil, in ihrer Bewegungsfreiheit aber von der Kabellänge abhängig. Zu den großen Vorteilen zählen jedoch die Nullemissionen von Lärm und Abgasen.

<sup>45</sup> Diese Leitung soll – ausgehend vom Umspannwerk Bertikow bei Prenzlau – nach Neuenhagen im Norden Berlins führen. Allerdings wurde der Planfeststellungsbeschluss 2016 aufgehoben, um Planungsmängel zu beheben (<https://www.netzausbau.de/leitungsprojekte/enlag/03/de.html>).

## 6.2 Zuschaltbare Lasten in Deutschland

Neuere Entwicklungen wie die steigende volatile EE-Einspeisung, die zurückgehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten und der stockende Kraftwerksneubau können dazu führen, dass in bestimmten Regionen Situationen mit Überschussproduktion oder Strommangel häufiger werden. Um die Netzbelastungen durch ausgleichende Stromflüsse in vertretbaren Grenzen zu halten, ist eine weitere Flexibilisierung der Stromversorgung erforderlich. Dazu kann neben der Erzeugung (flexiblere Kraftwerke), dem Transport (Netzausbau) und der Energiespeicherung auch die Verbraucherseite beitragen: Eine Verbrauchsbeeinflussung ist nicht nur indirekt durch meist monetäre Anreize möglich, sondern auch direkt durch (fern-)steuerbare Lasten. Potenziale für beides bestehen in allen Verbrauchersektoren, Tabelle 8. Deutschlandweit bereits es heute beträgt ca. 25 GW. Das aufgrund verschiedener Zeitabhängigkeiten über einen Tag nutzbare Potenzial beträgt aktuell ca. 8,5 GW.

Tabelle 8: Technisch nutzbares Nachfrage-Potenzial nach Verbrauchersektoren /32/

Jahr	Leistung in GW / Energie in TWh/a	Privathaushalte	GHDS	Industrie
2010	Leistung	2,6	1,4	4,5 GW
	Energie	8,0	5,0	
2020	Leistung	3,8	1,7	77 GWh
	Energie	12,4	5,6	
2030	Leistung	6,0	1,8	
	Energie	32,3	9,7	

In der Industrie wird ein Teil des Potenzials – soweit dies wirtschaftlich ist – bereits genutzt. Im Haushalts- und im GHD-Sektor ist bislang kaum eine Umsetzung zu verzeichnen.

Das DSI-Potenzial soll bis zum Jahr 2030 um den Faktor 2 ansteigen. Für 2030 wird damit eine verschiebbare Jahresenergiemenge von ca. 42 TWh/a allein aus Haushalten und GHD abgeschätzt.

## 6.3 Zuschaltbare Lasten in Vorpommern

Prinzipiell können Verbraucher in ihrer Last beeinflusst oder gänzlich zu- oder abgeschaltet werden. Aufgrund der Verbrauchs- und Einspeiseverhältnisse in Vorpommern (wie auch in M-V insgesamt) ist die Abschaltung von Verbraucherlasten von geringerer Bedeutung als deren Zuschaltung.

Das Potenzial steuerbaren Lasten beträgt in Vorpommern /6/:

VP-Rügen: Potential für Lasterhöhungen/-reduzierungen: 10 - 17 MW / 9 - 20 MW,

VP-Greifswald: Potential für Lasterhöhungen/-reduzierungen: 13 - 19 MW / 9 - 19 MW,

wobei die Spannen aus den jahres- und tageszeitlichen Schwankungen einzelner Lasten resultieren.

Dieses Potenzial setzt sich aus Anteilen in allen Verbrauchersektoren zusammen:

- Privathaushalte (z.B. Waschmaschinen, Trockner, Geschirrspüler, Kühlgeräte, Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen),
- Gewerbe und Dienstleistungen (z.B. Bereitstellung von Kälte in Kühllhäusern<sup>46</sup> und vorhandenen Eisspeichern),
- Industrie (z.B. elektrisch erzeugte Prozesswärme) sowie
- E-Mobilität.

Wie eine Abschätzung ihrer Einzelpotenziale /6/ zeigt, können die Haushalte die Last in den lastschwachen Zeiten, d.h. insbesondere nachts, kaum heben. Auch in der Industrie ist das Potential gering. Die Elektromobilität dagegen kann die nächtliche Auslastung verbessern, sofern gesteuerte Ladekonzepte realisiert werden, die die Speicherladung der Fahrzeuge zielgerichtet in die Nachtzeit legt<sup>47</sup>.

Auch dem *power to heat*-Speichersystem kommt besondere Bedeutung zu, da sie aufgrund ihrer möglichen Größe eine größere Netzrelevanz haben als andere Lasten<sup>48</sup> und weil potenzielle *power to heat*-Standorte räumlich mit den laststarken Netzregionen zusammenfallen. Die Installation von größeren Elektrokesseln kann die Netzauslastung erheblich senken. Mit den in M-V insgesamt installierbaren 114,8 MW entspricht die Summe von ca. 25 größeren Elektrokesseln einem Anteil an der Jahreshöchstlast in M-V von mehr als 10 % (diese Gesamtlast in M-V beträgt ca. 1.120 MW).

Als eine Voraussetzung für die Erschließung solcher städtischer zuschaltbarer Lasten wird die umfassende Einrichtung von Smart Metern gesehen. In ländlichen Regionen wird dieser Aufwand dagegen als nicht gerechtfertigt eingeschätzt, da dort die Netzeffekte wegen des geringen DSM-Potenzials zu klein sind) /6/.

---

<sup>46</sup> Dies können sein: Lagerkühllhäuser, Speditionskühllhäuser, betriebliche Kühllhäuser oder auch Produktionskühllhäuser, Handelskühllhäuser bzw. Regional- oder Zentrallager des Handels - z.B. Aldi Nord in Jarmen (Handelskühllhaus).

<sup>47</sup> Dies ist allerdings nur eine Perspektive, aus der das Laden betrachtet werden kann: 2017 wurden im Allgäu Feldversuche abgeschlossen, die darauf abzielten, den Ladevorgang in Zeiträume zu legen, in denen ein hohes PV-Stromangebot besteht und/oder der Börsenstrompreis sehr niedrig ist. Die Ergebnisse zeigten, dass durch ein so orientiertes intelligentes Lademanagement der Anteil des regional erzeugten PV-Stroms in der Phase des gesteuerten Ladens um über 40 % gegenüber der ungesteuerten Referenzphase erhöht werden kann, wenn alle Fahrzeuge steuerbar sind.

<sup>48</sup> Im Fernwärmenetz in Greifswald bietet sich den dortigen Analysen zufolge ein Elektrokessel mit einer Leistung von 8 MW an. Für Stralsund wird für einen solchen Elektrokessel eine Leistung von 5,8 MW abgeschätzt. Dagegen kann ein in die Wärmeversorgung von Wolgast eingepasster Elektrokessel die Netzbelastung nur wenig reduzieren (geringe Leistungsgröße, höhere EE-Einspeiseleistung).

## 7. Räumliche Analyse von Energieerzeugung und -verbrauch

Im Folgenden werden für die Region Vorpommern die Energieerzeugung und der Energieverbrauch miteinander verglichen. Ziel ist die Ermittlung solcher Gemeinden, in denen sehr viel mehr Energie erzeugt als verbraucht wird, so dass dort ein hoher Energietransportbedarf entsteht, der ggf. durch Speicher oder durch einen erhöhten Eigenverbrauch reduziert werden kann<sup>49</sup>.

Zunächst wird jedoch die bisherige Entwicklung der dezentralen erneuerbaren Energieerzeugung betrachtet. Anschließend werden die Energieerzeugung und der Energieverbrauch auf der Gemeindeebene für das Jahr 2015 abgeschätzt. Der gemeindebezogene Vergleich von Erzeugung und Verbrauch basiert auf den folgenden Hypothesen:

- Im räumlichen Vergleich von Erzeugung und Verbrauch lassen einerseits sich diejenigen Gemeinden bestimmen, in denen **für einen bestimmten Energieträger** Überschüsse und folglich Speicherpotenziale bestehen:
  - In Gemeinden mit besonders hohen Energieüberschüssen treten wahrscheinlich häufig auch Leistungsüberschüsse auf. D.h., die dort vorhandene Stromerzeugungsleistung übersteigt die Verbraucherlast über weite Teile eines Jahres. Solche Gemeinden werden als potenzielle Standorte für Strom – bzw. als Leistungsspeicher betrachtet.
  - Gemeinden, in denen mehr Wärme oder Energie erzeugt als verbraucht wird, werden als potenzielle Speicherstandorte für Wärme oder Energieträger (Kraftstoffe) betrachtet. Eine den Bedarf übersteigende Wärmeerzeugung kann z.B. in Gemeinden mit Biogasanlagen auftreten, wenn deren BHKW-Koppelwärme nicht vollständig genutzt wird.
  - Gemeinden, die über Produktionsstandorte von (Bio-)Kraftstoffen verfügen, erzeugen Kraftstoffmengen, die den dortigen Verbrauch deutlich übersteigen.
- Im räumlichen Vergleich von Erzeugung und Verbrauch **für mehrere Energieträger** lassen andererseits Standorte bestimmen, die besonders für sektorenkoppelnde Speichersysteme geeignet sein können. Dies gilt insbesondere für Standorte, an denen Stromüberschüsse und zugleich Wärmedefizite vorhanden sind, oder für Standorte, an denen
- Zu dem E/V-Verhältnis können dann weitere Kriterien hinzugenommen werden, z.B. die Nähe zu Strom- bzw. Gasnetzen, das Vorhandensein eines Wärmenetzes, eines Gewerbegebietes, eines großen Wärmeverbrauchers o.ä.
- Schließlich können – um die Zahl potenzieller Standorte auf besonders aussichtsreiche Standorte zu reduzieren – benachbarte Gemeinden mit Überschüssen zusammengelegt und als ein Speicherstandort betrachtet werden (Clusterung von Gemeinden).

---

<sup>49</sup> Speicherpotenziale ergeben sich darüber hinaus z.B. auch in Gemeinden, die weniger Energie erzeugen und die in Nachbarschaft zu Gemeinden mit Erzeugungsüberschuss liegen.

Da die Energieerzeugung wesentlich durch die Erneuerbaren Energien erfolgt, wird im folgenden Abschnitt zunächst die Entwicklung der EE-Nutzung in der Region Vorpommern insgesamt analysiert. Dem folgen dann die räumlichen Analysen von Erzeugung und Verbrauch und deren Vergleiche.

### 7.1 Entwicklung der erneuerbaren Energieerzeugung in Vorpommern

Im REK VP /1/ wurde die Entwicklung der EE-Nutzung in der Region Vorpommern bis zum Jahr 2012 beschrieben. Die hier durchgeführte Analyse schreibt diese Entwicklung nun bis 2016 fort.

Für die Entwicklung der stromerzeugenden EE-Anlagen wurden insbesondere die EEG-Abrechnungen ausgewertet, die 50Hertz bereitstellt. Diese Analysen erfolgten anlagenbezogenen, so dass die in der Region vorhandenen Anlagen, ihre Leistungen und ihre Stromerzeugung vergleichsweise genau angegeben werden können. Abbildung 15 zeigt die Entwicklung der elektrischen Leistung der in der Region vorhandenen EE-Anlagen. Sie ist durch die Windenergieanlagen geprägt, deren räumliche Einspeiseverteilung Karte 4 im Anhang 1 zeigt, gefolgt von den PV-Anlagen. Die Anlagengruppe Bioenergieanlagen beinhaltet die vorhandenen Biogasanlagen sowie einen deutlich kleineren Anteil an kleinen BHKW, die mit flüssigen Bioenergieträgern betrieben werden. Die von diesen EE-Anlagen realisierte Stromerzeugung zeigt Abbildung 16. Auch hier überwiegt der Anteil, der auf die Stromerzeugung durch Windenergieanlagen erfolgt. Die Stromerzeugung durch Bioenergieanlagen ist – im Gegensatz zu ihrer elektrischen Leistung – größer als die der PV-Anlagen. Dies ist auf die deutlich höhere Auslastung zurückzuführen, die von den Bioenergieanlagen erreicht wird (die Vollaststundenzahlen betragen im Durchschnitt über alle Biogasanlagen in den letzten Jahren jeweils etwa 7.000 h/a – dies ist zugleich auch ein deutlicher Hinweis darauf, dass die Anlagen überwiegend stromgeführt betrieben werden, d.h. ohne Rücksicht auf einen ggf. zu deckenden Wärmebedarf). Für die Entwicklung der wärmeerzeugenden EE-Anlagen liegen dagegen kaum Daten vor. Daher basieren diese Angaben – wie auch in der Energiebilanz der Region und des Landes – auf Abschätzungen, die auf Förderstatistiken (Solarthermie) und auf Statistiken zur Beheizung des Gebäudebestandes basieren (Wärmepumpen). Die Angaben zur Bioenergie sind aus den eingesetzten Brennholzmengen abgeleitet. Die Angaben zur Wärmeerzeugung aus KWK durch die Biogasanlagen<sup>50</sup> basiert auf einer angenommenen Stromkennzahl  $\sigma = 1$ , d.h. die Wärmeleistung der Gasmotoren-BHKW der Biogasanlagen ist gleich ihrer elektrischen Leistung. Diese Wärme wird allerdings nur zu einem geringen Teil tatsächlich genutzt. Abbildung 17 zeigt die Entwicklung der Wärmeleistung aller wärmeliefernden EE-Anlagen. Sie wird ganz wesentlich geprägt durch die Leistung der der Biogasanlagen und Bioenergieanlagen (mit fester Biomasse – im Wesentlichen Brennholz – betrieben). Die Entwicklung

<sup>50</sup> Auch Biogasanlagen liefern Wärme, da sie im Allgemeinen mit BHKW ausgestattet sind, d.h. als KWK-Anlagen arbeiten.

der Wärmeerzeugung dieser EE-Anlagen zeigt Abbildung 18. Hier überwiegt die KWK-Wärmeerzeugung durch die Biogasanlagen, was wieder auf die hohen Vollaststundenzahlen zurückzuführen ist.

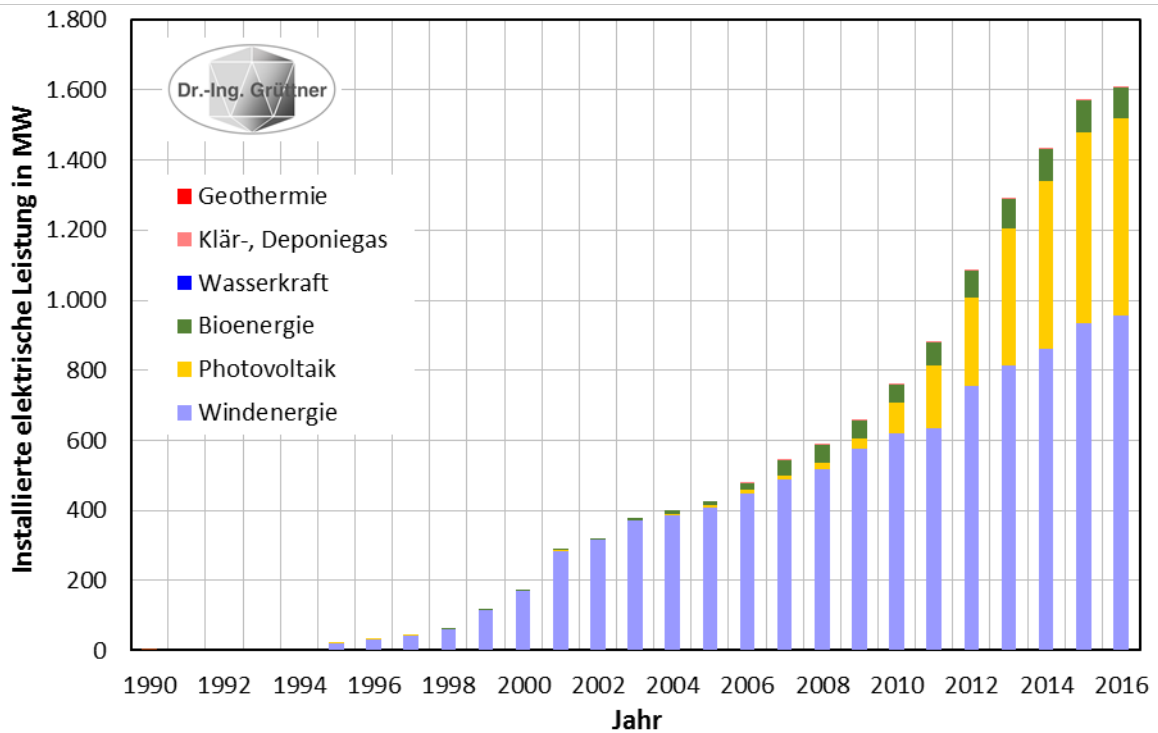


Abbildung 15: Entwicklung der Leistung der EE-Stromerzeugungsanlagen in Vorpommern

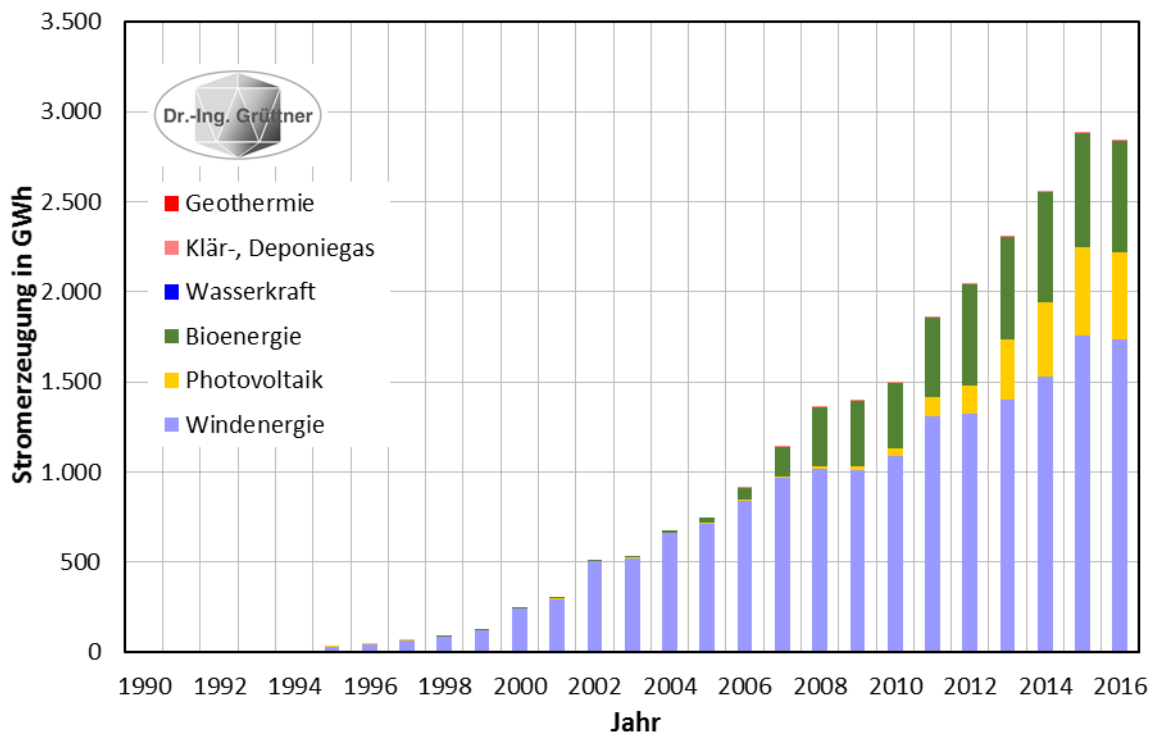


Abbildung 16: Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Vorpommern

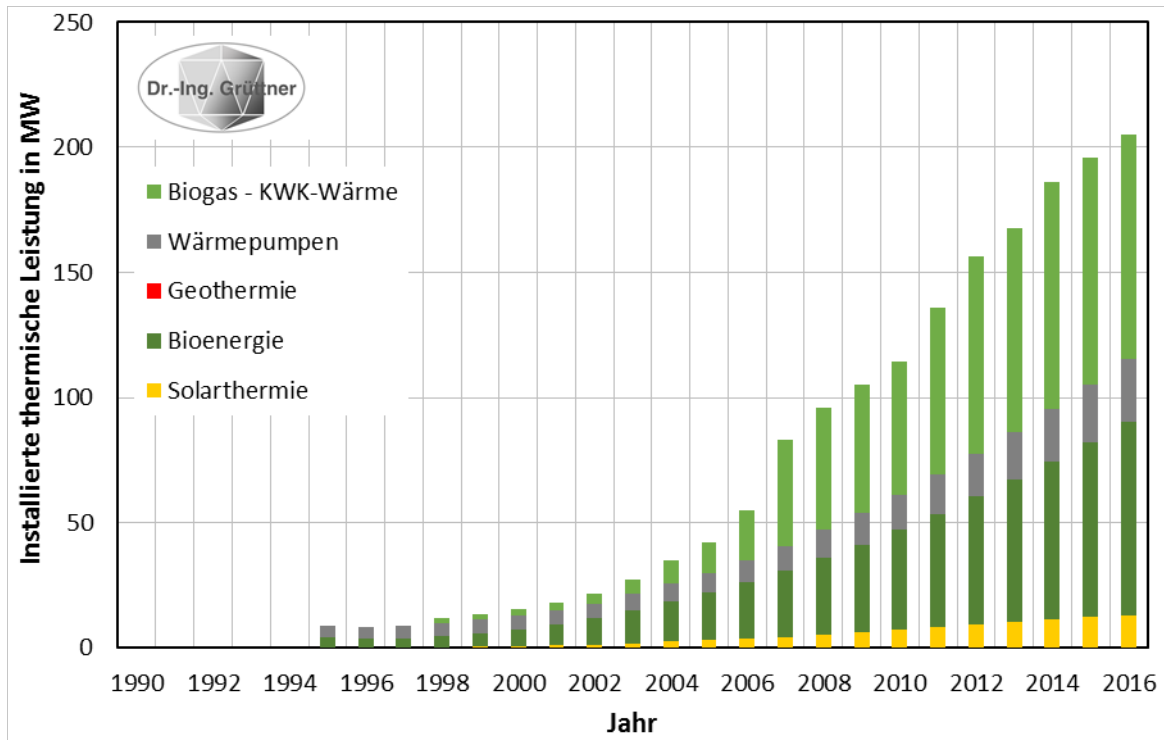


Abbildung 17: Entwicklung der Leistung der EE-Wärmeanlagen in Vorpommern (ohne KWK)

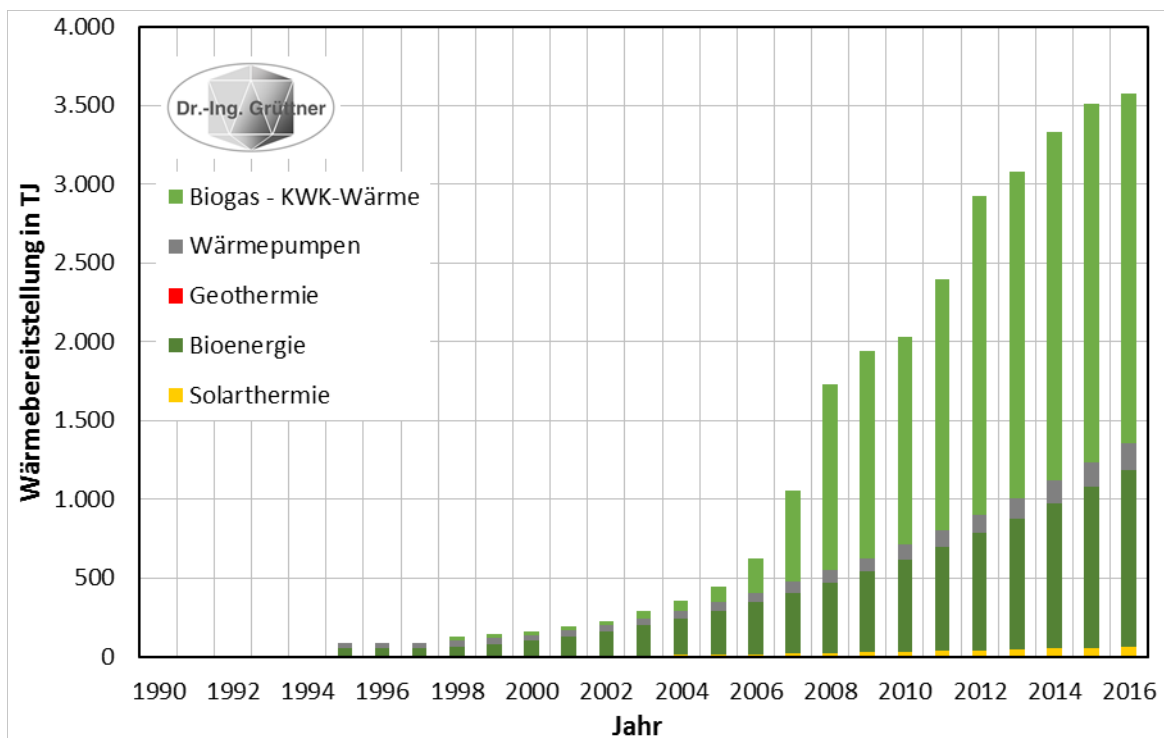


Abbildung 18: Entwicklung der EE-Wärmeerzeugung in Vorpommern (ohne KWK)



## 7.2 Räumliche Verteilung der Energieerzeugung 2015 in Vorpommern

Die Erzeugung von Energie für den Verbrauch in der Region kann in die Erzeugung

- der Energieunternehmen, die hauptsächlich KWK-Anlagen unter Einsatz von fossilen Energieträgern erfolgt und der Versorgung mit Strom und Fernwärme dient,
- der EE-Anlagenbetreiber, die in vielen Einzelanlagen dezentral vorrangig Strom erzeugen, in steigendem Umfang jedoch auch Wärme liefern,
- der industriellen Betreiber, die zur Deckung ihres Energiebedarfs eigene Energieanlagen betreiben (in diesen Teilbestand ist auch das Erdgaskraftwerk in Lubmin eingerechnet)

unterteilt werden.

Die Energieunternehmen nutzen zur Strom- und Wärmeerzeugung einen seit mehreren Jahren weitgehend unveränderten, wenn auch in Teilen modernisierten Anlagenbestand an den bereits aus dem REK VP /1/ bekannten Standorten. Die jährliche Energieerzeugung schwankt je nach Witterung und weiteren Einflussgrößen. Beispielsweise haben die Stadtwerke Barth ihren Abnehmern in den zurückliegenden Jahren durchschnittlich ca. 9 GWh (33 TJ) Fernwärme geliefert, ohne dass ein ausgeprägter Trend zu steigenden oder abnehmenden Wärmelieferungen erkennbar wäre. Die Lieferungen einzelner Jahre weichen dabei um weniger als 10 % von diesem Durchschnitt ab.

In der erneuerbaren Energieerzeugung dagegen ist der Anlagenbestand in den letzten Jahren weiter ausgebaut worden. Durch eine standortbezogene Auswertung der EEG-Daten für EE-Stromerzeugungsanlagen lässt sich auch die erneuerbare Stromerzeugung auf der Ebene der Gemeinden angeben. Die Energieerzeugung in Form von Biokraftstoffen erfolgt an zwei Standorten in der Region, in Lubmin - *Lubmin Oils GmbH* und in Anklam - *Anklam Bioethanol GmbH*. Für den Anlagenbestand und die Erzeugung von Wärme in Solaranlagen und Wärmepumpen stehen kaum Daten zur Verfügung. Sie werden deshalb hier – wie in der Energiebilanzierung der Länder – auf der Verbrauchsseite (folgender Abschnitt) und dort auf der Basis von Förderstatistiken und von Daten zum Baugeschehen abgeschätzt<sup>51</sup>. In ähnlicher Weise wird bei der Erzeugung des Energieträgers Brennholz vorgegangen. Auch bestimmte Industriebetriebe betreiben Energieanlagen, um ihren Energiebedarf zu decken. Im Allgemeinen sind dies größere Betriebe bzw. Betriebe mit einem größeren Energiebedarf, der z.B. durch die Art der hergestellten Produkte bzw. durch die dafür eingesetzten Produktionsverfahren bedingt ist. Ein Beispiel ist das E.ON-Erdgaskraftwerk am Standort Lubmin, das Wärme für die Erwärmung des Erdgases aus der Ostseepipeline Nord Stream bereitstellt.

Die Karte 4 im Anhang 1 zeigt die räumliche Verteilung der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen in der Region Vorpommern im Jahr 2015. Karte 5 im Anhang 1 stellt die räumliche Verteilung der EE-Stromerzeugung insgesamt in der Region für das Jahr 2015 dar.

<sup>51</sup> Eine aktuelle Untersuchung zu einem hierfür maßgeblichen Bereich des Baugeschehens, dem von Einfamilienhäusern, liegt für alle Gemeinden in M-V vor /29/.

### 7.3 Räumliche Verteilung des Energieverbrauchs 2015 in Vorpommern

Während zu den Energieanlagen und zu ihrer Energieerzeugung auf der Gemeindeebene Daten vorliegen und diese *bottom up* durch Summenbildung ermittelt werden kann, existieren kaum Daten zur räumlichen Verteilung des Energieverbrauchs. Daher ist es erforderlich, diese auf dem umgekehrten Wege, d.h. *top down* aus dem Gesamtenergieverbrauch sowie aus der räumlichen Verteilung der Energieverbraucher abzuleiten<sup>52</sup>.

Zur Ableitung der räumlichen Verteilung des Energieverbrauchs wurden deshalb die Ergebnisse der Energiebilanz 2015 herangezogen und die darin ausgewiesenen verbrauchten Energiemengen auf alle Gemeinden in der Region aufgeteilt. Dazu wurden verschiedene, die Besonderheiten der einzelnen Energieträger berücksichtigende Modelle entwickelt. Beispielsweise wurde der PHH-Stromverbrauch nach der Einwohnerzahl der Gemeinden aufgeteilt. Der Erdgasverbrauch dagegen wurde in den Verbrauchersektoren nach verschiedenen Schlüsseln auf diejenigen Gemeinden aufgeteilt, die an die Erdgasversorgung angeschlossen sind. Insgesamt wurden so die Verbrauchswerte aller Energieträger aufgeteilt, deren Verbrauch 2015 größer als 300 TJ war, d.h. etwas mehr als 95 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Vorpommern.

Tabelle 9 zeigt die Energieträger nach ihrem Verbrauch aufsteigend sortiert und gibt die aufgeteilten Energiemengen an.

Die so ermittelte räumliche Verteilung des Energieverbrauchs in den Gemeinden für das Jahr 2015 zeigen die folgenden Karten im Anhang 1:

- Karte 6 stellt den Stromverbrauch dar,
- Karte 7 zeigt den Wärmeverbrauch und
- Karte 8 den Verbrauch an Kraftstoffen für den Straßenverkehr.

---

<sup>52</sup> Sie ist für den Sektor Privathaushalte gut bekannt. Die räumliche Verteilung der Verbraucher In den anderen Sektoren muss durch geeignete Daten angenähert werden: Im Verkehrssektor können z.B. Fahrzeuganzahlen und in den Sektoren Industrie und Kleinverbraucher das Steueraufkommen herangezogen werden.

Tabelle 9: Regionalisierung des Energieverbrauchs (gerundet) in Vorpommern 2015

Lfd. Nr.	Endenergieträger (EET)	EEV in TJ	davon regional zugeordnet (TJ)
1	Andere Mineralölprodukte	5	
2	Heizöl schwer	10	
3	Flugturbinenkraftstoff	20	
4	Koks	30	
5	Kohle (roh)	35	
6	Solarenergie	60	
7	Sonst. Erneuerbare Energien	170	
8	Andere Braunkohlenprodukte	265	
9	Braunkohlenbriketts	310	310
10	Flüssiggas	795	795
11	Fernwärme	1.760	1.760
12	Biomasse	1.860	1.020
13	Heizöl leicht	2.315	2.315
14	Ottokraftstoff	4.040	4.040
15	Strom	6.130	6.130
16	Erdgas	7.670	7.670
17	Diesekraftstoff	10.120	10.120
-	gesamt	35.595	34.160
-	Anteil zugeordneter EET in %		96,0

Lfd. Nr. 12 – Biomasse: Hier wurde nur der Verbrauch an Biokraftstoffen im Straßenverkehr und der Brennholzverbrauch auf die Gemeinden verteilt, während der Verbrauch an Biokraftstoffen im Schienenverkehr und der Brennholzverbrauch der Kleinverbraucher (GHDS) unberücksichtigt blieben (jeweils deutlich kleiner als 100 TJ).

#### 7.4 Räumlicher Vergleich von Energieerzeugung und -verbrauch

Nachdem für alle Gemeinden der Region Vorpommern die Energieerzeugung und der Energieverbrauch für Strom, Wärme und Kraftstoffe ermittelt wurden, konnten für jede Gemeinde Verhältniswerte aus ihrer Erzeugung und ihren Verbräuchen gebildet werden. Diese Verhältniswerte sind in den folgenden Karten im Anhang 1 dargestellt:

- Karte 9 zeigt das Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch für Strom, wobei die wesentlichen Stromnetze in die Darstellung aufgenommen wurden,
- Karte 10 gibt das Verhältnis von Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch an, wobei neben der Fern- und der Nahwärme auch alle Energieträger berücksichtigt wurden, die in den Verbraucherspektoren zur Wärmeerzeugung verbraucht wurden (Kohlen, Heizöle, Flüssiggas, Brennholz etc.),

- Karte 11 schließlich zeigt das Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch für Kraftstoffe. Es lässt sich aktuell nur für zwei Gemeinden bilden, da in der Region Vorpommern nur zwei Erzeugungsstandorte für (Bio-)Kraftstoffe existieren (ein dritter in Wolgast wurde 2013 stillgelegt).

Im Weiteren wurden die Gemeinden Rankings unterzogen. Darin wurden ihnen Ränge zugeordnet, die sich aus ihren Plätzen in den nach Größe geordneten Verhältniswerten ergaben.

Tabelle 10: E/V-Rankingergebnisse der Gemeinden in Vorpommern 2015

Lfd.Nr.	Strom	Wärme	Kraftstoffe	alle
1	2	3	4	5
1	Iven	Krackow	Lubmin	Krackow
2	Völschow	Wilhelmsburg	Wolgast	Lubmin
3	Nadrensee	Stolpe an der Peene	Anklam	Wilhelmsburg
4	Bergholz	Bentzin	Ahrenshagen-Daskow	Wolgast
5	Neu Kosenow	Boldekow	Ahrenshoop	Stolpe an der Peene
6	Stolpe an der Peene	Rossow	Altefähr	Völschow
7	Gremersdorf-Buchholz	Lübs	Altenkirchen	Iven
8	Fahrenwalde	Ducherow	Altenpleen	Anklam
9	Kenz-Küstrow	Süderholz	Baabe	Bentzin
10	Trinwillershagen	Lüdershagen	Bad Sülze	Boldekow
11	Medow	Velgast	Barth	Neu Kosenow
12	Klein Bünzow	Koblentz	Bergen auf Rügen	Nadrensee
13	Lubmin	Liepgarten	Binz	Rossow
14	Weitenhagen	Bargischow	Born a. Darss	Bergholz
15	Krackow	Luckow	Breege	Süderholz

## 8. Unternehmen zu Speichern und Sektorenkopplung

Im Folgenden werden Ergebnisse dargestellt, welche die Sicht der Unternehmen repräsentieren und die in Expertengesprächen gewonnen wurden. Ziel der Gespräche war es, die Zielstellungen der Unternehmen bei der Errichtung und Nutzung von Speichern sowie dabei ggf. zu überwindende Hemmnisse zu erfassen. Dabei ggf. gegebene Hinweise zur Wirtschaftlichkeit von Speichern werden im Abschnitt 9 dargestellt.

### 8.1 Stadtwerke Greifswald

Die öffentliche Stromversorgung in Greifswald wurde 1903 mit einem eigenen Elektrizitätswerk aufgenommen. Als Stromart wurde Gleichstrom gewählt. Dies erwies sich in der Frühphase der Elektrifizierung als Vorzug, da die Belastung der Kraftwerke über den Tag sehr ungleichmäßig war. Akkumulatoren konnten die Versorgung in Schwachlastzeiten fast vollständig übernehmen bzw. bei Hochlast zusätzlich Energie liefern. 1913 wurde das Werk für den Strombezug von der Überlandzentrale Stralsund eingerichtet. Mit dem steigenden Stromverbrauch wurde das Netz ausgebaut und schrittweise durch Drehstrom-Netzbereiche erweitert sowie Umspannwerke errichtet. 1954 begann die Umstellung des Gleichstromnetzes auf Dreh- bzw. Wechselstrom, die 1968 abgeschlossen war. Heute versorgen die Stadtwerke Greifswald Verbraucher mit Strom, Fernwärme (FW) und Erdgas. Seit 2014 haben die Stadtwerke eine interne Neuorganisation zur Verschlankung der Unternehmensstruktur und zur Konzentration auf bestimmte Wertschöpfungsstufen vollzogen. Dazu wurde u.a. das BHKW Altstadt wird modernisiert (3 vorhandene Module werden durch 2 neue ersetzt). Die elektrische Stadtlast beträgt derzeit max. 35 MW<sub>el</sub> (im Sommer 30 MW<sub>el</sub>), davon sichern die Stadtwerke Greifswald ca. 18 MW<sub>el</sub> selbst ab (die Energiemenge beläuft sich auf 110 bis 120 GWh/a). Die thermische Stadtlast erreicht max. 80 MW<sub>th</sub> (im Sommer 8 MW<sub>th</sub>). Die HWE am Helmsäger Berg liefern ca. 60 bis 80 GWh<sub>th</sub>/a. Die Wärmeverluste im FW-Netz werden mit 10 bis 12 % angegeben. Die typischen Netz-Temperaturen betragen 80 bis 130 °C im Vorlauf und 55 bis 50 °C im Rücklauf. In der Stadt Greifswald ist seit 2010 eine FW-Satzung in Kraft – gleichwohl ist der Fernwärmeanschlusswert rückläufig (Grund dafür sind städtebauliche Veränderungen sowie Vertragsanpassungen).

Die Stadtwerke Greifswald verfügen über mehrere Erzeugungsstandorte. Die größte Wärme- und Stromerzeugungsstätte ist das HKW Helmsäger Berg. Es hat eine Gesamtleistung von 13,8 MW<sub>el</sub> bzw. 125 MW<sub>th</sub> und wurde 1996 in Betrieb genommen. Zum Anlagenbestand gehören:

- 3 Gasturbinen mit je 4,6 MW<sub>el</sub>, denen jeweils ein AHK mit 9,35 MW<sub>th</sub> nachgeschaltet ist,
- Am Standort befinden sich außerdem ein Gasmotor-BHKW sowie
- 5 HWE mit je 19,4 MW<sub>th</sub>,

- Ein Wärmespeicher mit  $5 \times 200 \text{ m}^3$  Wasserinhalt ist als Druckspeicher ausgeführt (Ladetemperatur  $130 \text{ }^\circ\text{C}$ ), seine Speicherkapazität beträgt  $62 \text{ MWh}_{\text{th}}$ . Die Gasturbinen wurden 2013 erneuert, so dass die KWK-Förderung bis 30.000 VBh bis etwa 2020 in Anspruch genommen werden kann.
- Ein am Standort vorhandener Öltank hat ein Volumen von  $1.000 \text{ m}^3$ .
- Als Brennstoffe nutzen die KWK-Anlagen Erdgas und max. 5 % Heizöl.
- Die Auslastung der Anlagen liegt unter  $1.000 \text{ VBh/a}$ .

Die Anlage wird tagsüber so betrieben, dass die KWK-Anlagen am Morgen beginnen, einerseits Strom erzeugen und andererseits die Wärmeversorgung realisieren. Dies schließt die Einspeicherung von Wärme ein, die nach dem Abschalten der Erzeugungsanlage am Nachmittag zur Wärmeversorgung ausgespeichert wird. Eine Optimierung erfolgt in gewissen Grenzen durch die Verschiebung des Zeitpunktes der Abschaltung der KWK-Anlage.

Für die Gesamtanlage wird nach einer neuen Erzeugungs-/Betriebsstrategie gesucht, die u.a. der 2019 auslaufenden KWK-Förderung sowie dem Masterplan 2020 der HGW (Ziel ist die Senkung der  $\text{CO}_2$ -Emissionen um mindestens 20 % im Vergleich zum Basisjahr 2005) Rechnung trägt.

Im Falle der Einbindung einer (größeren, ggf. noch zu errichtenden) Solarthermie-Anlage würde ein größerer Wärmespeicher erforderlich, um der differierenden Saisonalität von Solarwärmeanfall und Heizwärmebedarf Rechnung zu tragen.

Bedeutsam sind Speicheranlagen im Zusammenhang mit der Bereitstellung/Vermarktung von Regelenergie, mit zuschaltbaren Lasten, zur Nutzung von Arbitrageeffekten (Börsenstrom) und zur Nutzung von Eigenstrom. Als Problem wird gesehen, dass Windstrom derzeit im Primärenergiefaktor nicht anrechenbar (mit  $\text{CO}_2 = 0$ ) ist.

Eine bereits vor ca. 20 Jahren beauftragte GTN-Studie hat ergeben, dass die Nutzung der Geothermie für die Stadtwerke Greifswald keine interessante Option ist.

Die Realisierung einer *power to heat*-Anlage ist für die Stadtwerke Greifswald am ehesten interessant – und auch technisch möglich (das HKW wurde baulich auf 6 HWE ausgelegt, von denen nur 5 realisiert sind, so dass ein Stellplatz frei ist). Durchgeführte Auslegungsrechnungen haben auf einen  $5 \text{ MW}_{\text{th}}$ -Elektrokessel geführt. Allerdings wäre eine *power to heat*-Anlage unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich (siehe Abschnitt 9).

Die *power to gas*-Speicheroption ist von den Stadtwerken Greifswald weniger interessant, da sie als technisch noch nicht ausgereift eingeschätzt wird.

Das Fernwärmenetz ist als Speicher nutzbar. Diese Möglichkeit wird derzeit jedoch nur wenig genutzt, da die Speicherkapazität des Netzes gering ist.

## 8.2 HanseGas und Vorpommern-Netz

Die HanseGas GmbH mit Sitz in Greifswald und die Gasversorgung Vorpommern Netz GmbH mit Sitz in Trassenheide betreiben Erdgasnetze vornehmlich im nördlichen Vorpommern. Benachbarte Netzbetreiber sind somit die Stadtwerke, die EWE (auf der Insel Rügen) und die E.dis AG (im mittleren und südlichen Teil des Landkreises Vorpommern-Greifswald). Die beiden Unternehmen stellen somit die Gasversorgung in der Fläche des Festlandteils des Landkreises Vorpommern-Rügen und eines nördlichen Teils des Landkreises Vorpommern-Greifswald sowie auf der Insel Usedom sicher.

In dem Versorgungsgebiet werden Gasnetze betrieben, die einerseits Hochdruckleitungen<sup>53</sup> sowie andererseits ein unterlagertes Gasnetz zur Gasversorgung umfassen.

Ziel der Unternehmen ist es, ihr überwiegend ländlich geprägtes Netzgebiet flächendeckend mit Erdgas zu versorgen. Zur Erreichung dieses Ziels werden weiße Flächen in der Region, d.h. bislang nicht gasversorgte Gemeinden Schritt für Schritt erschlossen, soweit diese Erschließung wirtschaftlich ist. Da in den neu erschlossenen Gemeinden alte Kohleöfen sowie Öl- und Flüssiggasheizungen durch moderne Gasheizungen abgelöst werden, verbessern die beiden Unternehmen nicht nur den Heizkomfort vieler Gebäude, sondern tragen auch erheblich zum Umwelt- und zum Klimaschutz bei. Der Ausbau des Gasnetzes konzentriert sich somit auf die Erschließung der neu hinzukommenden Gemeinden (derzeit ca. 2/3 der jährlichen Investitionen<sup>54</sup>), schließt aber auch Nachverdichtungen der Netze in Gemeinden mit bereits bestehender Gasversorgung ein. Weitere Investitionen dienen der Sanierung von Gasleitungen, die z.B. auf der Insel Usedom bereits um 1920 verlegt wurden.

Die Realisierung der umstrittenen Nord Stream 2-Leitung schätzen die beiden Unternehmen als sicher ein. Daher muss z.B. auch die EUGAL gebaut werden. Für die regionalen Gasnetzbetreiber werden daraus allerdings keine positiven oder negativen Auswirkungen erwartet. Als regional bedeutsam wird dagegen das Speicherprojekt Moeckowberg eingestuft<sup>55</sup>. Jedoch ist derzeit die Errichtung des bereits genehmigten Untergrundspeichers Moeckowberg unwahrscheinlich, da für Energiespeicher bislang keine tragfähigen Geschäftsmodelle existieren.

---

<sup>53</sup> Das Hochdrucknetz wird nicht ausgebaut: HanseGas erwartet, dass die Bedeutung dieser Transportleitungen auf längere Sicht schwinden wird. Da nach dem Energiekonzept der Bundesregierung bis 2050 eine weitgehend auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung aufzubauen ist, wird der Anteil des lokal erzeugten und verbrauchten Gases in den Netzen steigen. Dadurch wird der Anteil des aus größeren Entfernungen herantransportierten Erdgases zurückgehen (bis 2050 möglicherweise auf bis zu 50 %).

<sup>54</sup> Um die Umstellung von Heizungen auf Erdgas attraktiver zu machen und so die Erschließung zu intensivieren und zu beschleunigen, hat HanseGas in den letzten Jahren die Anschlusspreise für Hausanschlüsse (inkl. 50 m Zuleitung) deutlich abgesenkt.

<sup>55</sup> Denkbar wäre auch die Errichtung eines Druckluftspeicherkraftwerkes. Allerdings wären dann – z.B. wegen der bei solchen Kraftwerken höheren Speicherdruckgradienten - die Wirkungen des Speicherbetriebs auf den Untergrund neu zu bewerten.

Aufgrund der Entflechtung der Energiewirtschaft betreiben HanseGas und Vorpommern-Netz ausschließlich Gasnetze, sie verfügen also nicht über eigene Energieanlagen oder Energiespeicher<sup>56</sup>. Allerdings nutzen die Unternehmen ihre Gasnetze als Speicher (Einspeicherung durch Druckerhöhung). Dies ermöglicht einerseits die Optimierung des Netzbetriebs<sup>57</sup> und andererseits die Reduzierung von Lastspitzen im Gasnetz. Auch in der Sektorenkopplung betätigen sich die Unternehmen. Beispielsweise haben sie in Bandelin eine *power to heat*-Anlage errichtet. Sie gleicht die bei der Erdgasübernahme aus dem Ontras-Netz infolge Druckreduzierung auftretende Abkühlung des Gases aus. Für die Energiespeicherung wird generell ein Mix aus verschiedenen Speichertechnologien befürwortet. Speziell für den Gassektor werden solche Technologien präferiert, die zu einer Einspeisung von H<sub>2</sub> führen (*power to gas*). Allerdings ist die H<sub>2</sub>-Einspeisung an das im Gasnetz herrschende Lastband gebunden, wenn ein vorgegebener maximaler H<sub>2</sub>-Anteil einzuhalten ist. Jedoch werden H<sub>2</sub>-Anteile von 30 % und mehr als unkritisch angesehen. Dabei wird auf die umfangreichen Erfahrungen verwiesen, die in der früheren Stadtgas-Versorgung gesammelt wurden (Stadtgas bestand zu 60 % aus H<sub>2</sub>). Die Aufbereitung von H<sub>2</sub> zu Methan kann dagegen unabhängig von dem Lastband im Gasnetz erfolgen. Sinnvoll erscheint dies nur, wenn die Methanisierung durch Wirkungsgradverbesserungen wirtschaftlich wird. Zudem stellt die Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> für die Methanisierung im Versorgungsgebiet der beiden Unternehmen ein Problem dar: Die Gewinnung von CO<sub>2</sub> aus der Luft wird als unwirtschaftlich eingeschätzt und die Zahl der Biogasanlagen in den Netzgebieten der beiden Unternehmen, die für eine CO<sub>2</sub>-Bereitstellung genutzt werden könnten, ist zu klein. Lediglich die größeren Energieanlagen mit Erdgasfeuerung kommen hierfür in Betracht. Allerdings wird eine Rückgewinnung von CO<sub>2</sub> aus der Verbrennung des eingespeisten H<sub>2</sub> für möglich gehalten (Kreislauf).

*Power to gas*-Anlagen mit H<sub>2</sub>-Einspeisung können insbesondere an Windenergie-Standorten realisiert werden, die für ein Repowering vorgesehen sind. Dort können kleine Gasnetze errichtet werden, die den eingespeisten H<sub>2</sub> als Erdgasersatzenergie (Brennwert 3,2 kWh/m<sup>3</sup>) für lokale Gasverbraucher bereitstellen. Als ein hierfür zu lösendes Problem werden allerdings die gesetzlichen Rahmenbedingungen gesehen, die z.B. mit dem derzeit geltenden Eichgesetz bestehen.

---

<sup>56</sup> Allerdings befindet sich im Konzern ein Unternehmen, das den Untergrundspeicher Kraak in der Planungsregion Westmecklenburg betreibt. Er bereitet allerdings wirtschaftliche Probleme, da saisonale Gaspreisdifferenzen z.B. bei der sommerlichen Ein- und winterlichen Ausspeicherung (Arbitrage) in den letzten Jahren immer kleiner wurden und inzwischen für einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb zu gering sind.

<sup>57</sup> Hierzu gehört das Puffern von Einspeiseüberschüssen aus Biogasanlagen. Da deren Einspeisung zeitweise und besonders im Sommer die Gasentnahme zur Versorgung übersteigt, muss das Gas in solchen Zeiten in das vorgelagerte Ontras-Netz zurückgespeist werden. Dazu muss es auf einen höheren Druck im Ontras-Netz verdichtet werden, wofür HanseGas eine eigene Verdichterstation errichtet hat. Die Speicherkapazität des eigenen Netzes wird genutzt, um den Betrieb der Verdichterstation zu gleichmäßigen.



Weitere potenzielle Standorte für solche *power to gas*-Anlagen sind die Übergangsstellen (Umspannwerke) zu den höheren Stromnetzebenen dort, wo die steigenden Einspeiseleistungen von EE-Stromerzeugern zu Netzengpässen führen.

Solche *power to gas*-Systeme könnten eine Gas-Einspeiseleistung in der Größenordnung von 1.000 m<sup>3</sup>/h aufweisen (entsprechend 10 MW). Perspektivisch können so erneuerbare Gasanteile von 50 % des heutigen Gasverbrauchs erreicht werden.

Besonders geeignete Standorte für *power to gas*-Anlagen sind allerdings Lubmin<sup>58</sup> und Wolgast<sup>59</sup> - nicht zuletzt auch wegen der geringen Entfernung zu aufnahmefähigen Gasnetzen.

Gasnetzbetreiber können – wenn künftige Marktbedingungen dies nahelegen – erheblich zur Standortfindung für solche Anlagen beitragen. Sie können aus ihrer Sicht geeignete Standorte benennen, Lastgänge für das dortige Gasnetz ebenso wie Informationen zur technischen Machbarkeit und zu den örtlichen Gegebenheiten bereitstellen (Verfügbarkeit von Grundstücken u.ä.).

Die Regionalplanung sollte auf zukünftige Entwicklungen vorbereitet sein, um mit einer Vielzahl von künftig zu erwartenden Projektvorschlägen umgehen zu können. Diese werden voraussichtlich spätestens dann von verschiedensten Akteuren vorgetragen, wenn die gesetzlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen dafür geeignet erscheinen und wirtschaftliche Geschäftsmodelle realisierbar erscheinen. Im Mittelpunkt einer Bewertung solcher Projektvorschläge sollte deren Eignung stehen, zu einer nachhaltigen Energieversorgung der Region beitragen zu können (Vorrang vor renditegetriebenen Projekten).

Weiterhin sollten solchen Projekte präferiert werden, die zu einem Ausgleich von Unterschieden zwischen Stadt und Land beitragen.

Schließlich wäre eine stärkere Synchronisierung von Infrastrukturprojekten für alle daran Beteiligten bedeutsam. Dies gilt z.B. für den parallelen Ausbau der Gas- und der Breitbandversorgung (Nutzung gemeinsamer Trassen, Synchronisierung der damit verbundenen Bauarbeiten).

---

<sup>58</sup> Das in Lubmin ansässige Unternehmen *Deutsche Ölwerke Lubmin GmbH* ist in der Erdölverarbeitung tätig (Cracken) und hat einen kontinuierlichen Prozesswärmebedarf (zudem entsteht bei der Wärmeerzeugung in *power to gas*-Anlagen nutzbares CO<sub>2</sub>). Auch EWN betreibt dort ein BHKW und ein Heizwerk zur Wärmeversorgung der ehemaligen Kraftwerksanlagen. Die dort zudeckende winterliche Lastspitze beträgt ca. 50 MW<sub>th</sub>.

<sup>59</sup> In Wolgast werden die derzeitigen Bedingungen als günstig eingeschätzt, da z.B. für die vorhandene Biogasanlage (Danpower) das Betreiberkonzept an neue Rahmenbedingungen anzupassen ist. Zudem ist in Wolgast ein Fernwärmenetz vorhanden und im Gasnetz existiert mit dem Netzverbund Festland – Insel Usedom ein Standort, an dem kontinuierlich ganzjährig mindestens 10 MW eingespeistes Gas absetzbar sind (Sommer-Energiebedarf der Tourismusstandorte).

### 8.3 Stadtwerke Rostock

Die Stadtwerke Rostock AG verfügen am Standort Marienehe über ein mit Erdgas gefeuertes GuD-Heizkraftwerk (HKW). Es besteht aus drei identischen, einwelligen Gas- und Dampfturbinen-Blöcken, die nur auf der Heißwasserseite miteinander verknüpft sind, Abbildung 19. Die GuD-Anlage hat eine Gesamtleistung von 111 MW<sub>el</sub>/120 MW<sub>th</sub> (Wirkungsgrad bis zu 88 Prozent). Sie verfügen jeweils über einen eigenen Maschinentransformator mit der 110-kV-Freileitung zum UW Rostock-Schutow verbunden. Die thermische Leistung wird über Heizkondensatoren ausgekoppelt.

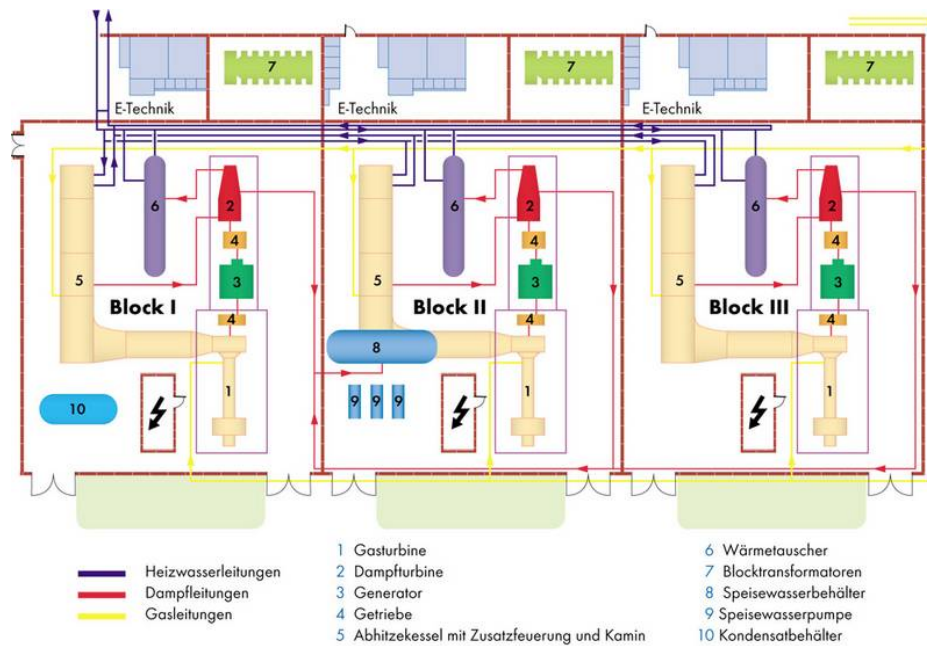


Abbildung 19: GuD-Anlage der Stadtwerke Rostock AG am Standort Marienehe<sup>60</sup>

Hinzu kommen weitere Erzeugungsanlagen (zwei HWE 4 und 5 sowie ein HKW 1). Um im FW-Netz der Hansestadt Rostock eine maximale Vorlauftemperatur einzustellen, werden die HWE 4 und 5 oder der HKW 1 in Reihe zur GuD-Anlage betrieben. Alternativ dazu kann eine große umlaufende Wassermenge realisiert werden. Dazu werden diese HWE/HWK parallel zur GuD-Anlage geschaltet.

Die GuD-Anlage ist seit ihrer Inbetriebnahme 1996 unverändert im Betrieb. Lediglich 2007 wurden die Gasturbinen-Brennkammern zur Erfüllung strengerer Emissionsgrenzwerte (13.BImSchV) ausgetauscht. Seit 2010 laufen Vorarbeiten für Ertüchtigungsmaßnahmen, da insbesondere die Gasturbinen ihr Lebensdauerende erreicht haben (120.000 äquivalente Betriebsstunden). Der Wechsel der Gasturbinen erfolgte blockweise (2015 bis 2017). Auch eine Erneuerung der Leittechnik ist realisiert. Alle anderen Hauptkomponenten haben derzeit etwa die Hälfte ihrer Lebensdauer erreicht, so dass die GuD-

<sup>60</sup> Bild: <https://www.swrag.de/unternehmen/gud-anlage.html> (zuletzt aufgerufen am 27. Oktober 2017).

Anlage noch ca. 20 Jahre genutzt werden kann (und sich der GT-Wechsel lohnt, der 2017 abgeschlossen wurde). Da die Kosten des Gasturbinenwechsels mehr als 50 Prozent der Herstellungskosten gleichwertiger Neuanlagen umfassen, würde die GuD-Anlage außerdem die Voraussetzungen erfüllen, welche zur Inanspruchnahme der derzeit noch geltenden KWKG-Förderung berechtigen.

Die GuD-Anlage wird wärmegeführt betrieben, wobei eine Vielzahl von Parametern in die tägliche Einsatzoptimierung einfließt. Der Energiehandel ist Teil dieser Betriebsführung. Der resultierende Fahrplan hängt u.a. vom aktuellen Gasbezugspreis, von der Stromvergütung, von den Erlösen und der Verfügbarkeit der Blöcke ab (geplante Stillstände). Ein Betrieb der GuD-Blöcke erfolgt primär, dann folgen laut Erzeugereinsatzkonzeption der Stadtwerke an zweiter Stelle die Nutzung der Kraftwerkswärme und zuletzt der HWE-Einsatz<sup>61</sup>.

Um verschiedene Erlössituationen zur Optimierung des FW-Preises nutzen zu können, stehen verschiedene Optionen zur Verfügung:

- Um hohe Stromerlöse nutzen zu können, wird die GuD-Anlage in den betreffenden Zeiträumen mit einer Leistung betrieben, als sie für die reine FW-Versorgung erforderlich wäre. Die dabei entstehende GuD-Überschusswärme könnte durch einen Hilfskühler abgeführt werden, der zwischenzeitlich an der GuD-Anlage aufgebaut wurde. Diese Option wird allerdings aufgrund der veränderten wirtschaftlichen KWK-Rahmenbedingungen kaum noch benötigt.
- In Zeiträumen zu geringer Stromerlöse kann alternativ zur GuD-Anlage die Wärme relativ kostengünstig in den stadtwereeigenen Heißwasseranlagen erzeugt oder vom Steinkohlekraftwerk Rostock (KNG) bezogen werden.
- Alternativ dazu ist eine höhere GuD-Leistung oder eine verlängerte GuD-Betriebsdauer realisierbar, indem GuD-Überschusswärme im FW-Netz zwischengespeichert wird. Dessen Speicherkapazität ist allerdings begrenzt – das FW-Netz kann eine zusätzliche Wärmeleistung von ca. 10 MW für 2 bis 3 Stunden aufnehmen (diese Option wird genutzt, wenn die gespeicherte GuD-Wärme kostengünstiger ist als die Wärme aus der Erzeugung in den stadtwereeigenen Heißwasseranlagen).

Die Stadtwerke Rostock prüfen seit einigen Jahren, ob ein Wärmespeicher in ihrem Fernwärmesystem realisierbar und wirtschaftlich ist, wie er ausgelegt werden sollte und welcher Standort geeignet wäre. Die Entscheidung für einen solchen Speicher setzt im Allgemeinen voraus, dass seine Wärme kostengünstiger ist als die alternative Wärmeerzeugung in einem Heißwassererzeuger.

Für Rostock gilt allerdings, dass die Nutzung von Speicherwärme wirtschaftlich nicht allein gegen einen Heißwassererzeuger konkurriert, sondern auch gegen die Fernwärme, welche die Stadtwerke im Bedarfsfall vom Steinkohlekraftwerk Rostock beziehen kann (diese ist allgemein kostengünstiger als

---

<sup>61</sup> 2015 haben die Stadtwerke Rostock und KNG einen neuen Wärmeliefervertrag geschlossen, der den vorhergehenden 20-Jahresvertrag ablöst und für die nächsten 10 Jahre gelten soll.

die HWE-Wärmeerzeugung). Diese Situation würde erst entfallen, wenn – z.B. im Falle eines auch die Steinkohlekraftwerke erfassenden Kohleausstiegs – das Kraftwerk Rostock stillgelegt würde.

Erst seit weitere Entscheidungsgründe an Bedeutung gewinnen, rückt die Investition in einen Wärmespeicher in den Bereich der Wirtschaftlichkeit:

- Die Stadtwerke haben 2017 drei Gasturbinen ihres GuD-HKW Marienehe erneuert, die bei den derzeitigen Jahresbetriebsstunden eine Lebensdauer von ca. 20 Jahren erreichen (diese Lebensdauer erlaubt die Investition in einen Wärmespeicher),
- Ein Wärmespeicher verbessert die Gesamtwirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen, wenn die Wärmespeicherung die KWK-Anlage in Zeiten hoher Börsenstrompreise höher auszulasten ermöglicht.
- Ein wesentlicher Effekt des Speichereinsatzes ist die Entkopplung von Strom- und Wärmeversorgung (erzielbar in Situationen, in denen ein geringer Wärmebedarf mit hohen Börsenstrompreisen und niedrigen Gaspreisen korrespondiert).
- Der Wärmespeicher stellt eine zusätzliche Option für den Fall dar, dass die Fernwärme aus dem Steinkohlekraftwerk Rostock nicht (mehr) verfügbar ist.
- Der Wärmespeicher würde die Einbindung dezentraler Einspeiser unterschiedlicher Temperaturniveaus in das Fernwärmenetz unterstützen. Die Stadtwerke Rostock prüfen z.B. solarthermisch erzeugte Wärme, Wärme aus Großwärmepumpen und im Stadtgebiet geförderte geothermische Wärme. Solche erneuerbaren Anteile in der Fernwärme sind u.a. wegen der aktuellen Ausgestaltung des KWKG bedeutsam.
- Ein Wärmespeicher würde, sofern er die dafür erforderliche Höhe aufweist (in Rostock mindestens 60 m), die Druckhaltung in dem Fernwärmesystem unterstützen bzw. im Bedarfsfall sichern.

Aus solchen Gründen prüfen die Stadtwerke Rostock die Realisierbarkeit eines Wärmespeichers. Er sollte nach derzeitigem Erkenntnisstand am Standort Rostock-Marienehe stehen, d.h. in unmittelbarer Nähe zur GuD-Wärmeerzeugung. Wie die Stadtwerke in Analysen der Einsatzplanung ihres GuD-Kraftwerks ermittelt haben, sollte die Kapazität des Wärmespeichers mindestens 45.000 m<sup>3</sup> Wasser betragen (Volumen ca. 50.000 m<sup>3</sup>, Bauhöhe ca. 60 m), jedoch auch nicht wesentlich größer sein.

Der Speicher soll als druckloser Speicher ausgeführt werden, so dass die Temperatur der darin gespeicherten Wärme maximal 98 °C betragen kann. Die dann im geladenen Speicher gespeicherte Wärmemenge würde bei den derzeitigen Bedarfsstrukturen ausreichen, um die Fernwärmeversorgung in der Stadt für die Dauer eines Wochenendes durchführen zu können (bei einer Vorlauftemperatur von 98 °C und bei der für Rostock typischen Rücklauftemperatur entspricht die Speicherwärme dem Wärmebedarf, der bei einer Außentemperatur von ca. 5 °C zu erwarten ist).

Sofern sich die Stadtwerke für den Bau eines solchen Speichers entscheiden, soll dieser bis 2021 realisiert sein (d.h. vor dem Auslaufen des derzeitigen KWKG). Derzeit werden Baugrunduntersuchungen

angestrebt, um eine ausreichende Tragfähigkeit für die Masse des Wärmespeichers zu prüfen und um die Kosten für eine ggf. erforderliche Fundamentierung zu ermitteln.

### 8.4 Stadtwerke Schwerin

Die Stadtwerke Schwerin betreiben in der Landeshauptstadt ein komplexes Wärmeversorgungssystem mit einer Vielzahl verschiedener Anlagen, Abbildung 20:

- Zwei mit Erdgas betriebene GuD-Heizkraftwerke (HKW) sind bereits seit 1994 in Betrieb. Das größere der beiden HKW steht in Schwerin-Süd. Es besteht aus zwei Gas- und einer Dampfturbine und hat eine Leistung von  $44 \text{ MW}_{el}/60 \text{ MW}_{th}$  (im Kondensationsbetrieb  $51 \text{ MW}_{el}/10 \text{ MW}_{th}$ ). Das HKW in Schwerin-Lankow besteht aus einer Gasturbine<sup>62</sup> ( $15,7 \text{ MW}_{el}$ ) sowie einer Gegendruckdampfturbine ( $8,4 \text{ MW}_{el}$ ) und hat eine Wärmeleistung von  $30 \text{ MW}_{th}$ . Der Dampf wird in beiden HKW in Abhitzekeesseln mit Zusatzfeuerung erzeugt.
- 2008 wurde in Schwerin Süd mit der Biogasanlage (BioE) eine weitere KWK-Anlage in Betrieb genommen. Sie erzeugt ihr Biogas durch die Trockenfermentation nachwachsender Rohstoffe. Die Anlage hat eine Leistung von  $2,8 \text{ MW}_{el}/3 \text{ MW}_{th}$  und dient zur Strom- und Wärmeerzeugung<sup>63</sup>. Die drei Jenbacher-Gasmotoren der Anlage sind 2013 bereits einmal komplett erneuert worden.

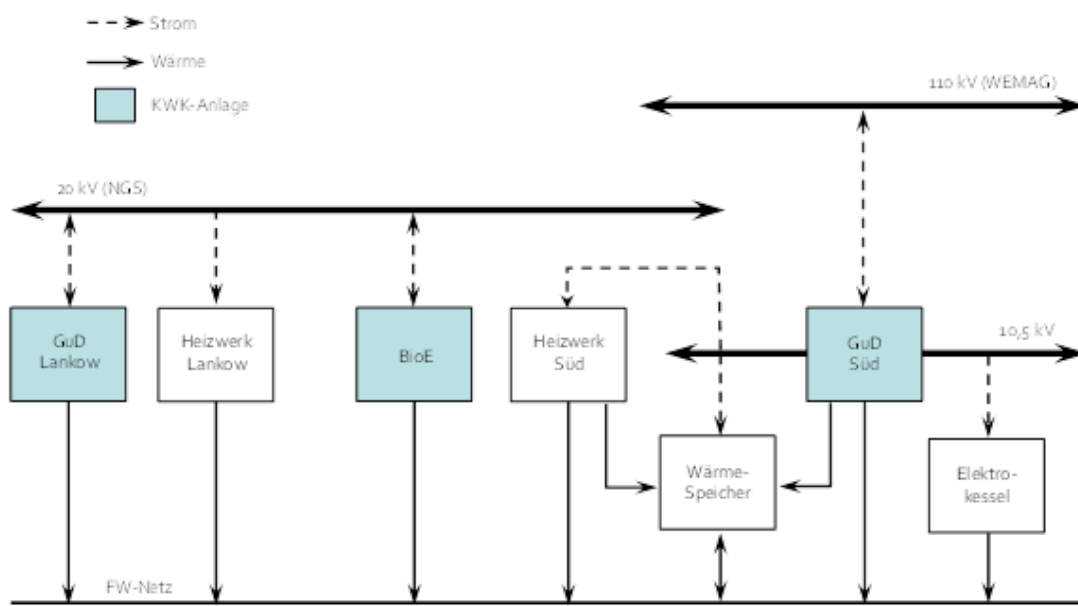


Abbildung 20: System der Energieerzeugung in Schwerin<sup>64</sup>

<sup>62</sup> Die vorhandene Gasturbine ist allerdings seit 2011 defekt. Eine Reparatur ist erst sinnvoll, wenn die angestrebte Übernahme der beiden Heizkraftwerke vom derzeitigen Eigner erreicht ist.

<sup>63</sup> Das HKW Süd ist stromseitig auf der 110-kV-HS-Ebene an das WEMAG-Verteilnetz angebunden, das HKW Lankow dagegen – ebenso wie die Biogasanlage – auf der 20-kV-MS-Ebene des Verteilnetzes der Netzgesellschaft Schwerin.

<sup>64</sup> Die Abbildung ist gemeinsam mit den Stadtwerken Schwerin entwickelt worden.

- Diese Erzeugungsanlagen sind – zusammen mit mehreren kleinen Heizwerken – in ein ausge-dehntes und verzweigtes Fernwärmenetz eingebunden. Dessen Trassenlänge beträgt insgesamt ca. 175 km. Eine durch die Stadt verlaufende Haupttrasse verbindet die beiden HKW-Standorte.
- 2009 ging in Schwerin-Süd am größeren der beiden HKW ein Wärmespeicher mit einem Wasservolumen von 15.000 m<sup>3</sup> in Betrieb. Er speichert max. 650 MWh Wärme<sup>65</sup>, die bedarfsgerecht abgegeben werden kann. Mit dieser Flexibilisierung kann ca. 95 % der Fernwärme durch die HKW erzeugt werden. Zudem zeigte sich, dass die Wirkungsgradgewinne durch die höhere Auslastung der HKW größer sind als erwartet. Über die Lastentkopplung Stromerzeugung – Wärmeabsatz hinaus werden durch den Speicher weitere Effekte erzielt: Er unterstützt die Optimierung der Gasbeschaffung, die Bereitstellung negativer SRL mit der Elektrokesselanlage und den Wärmenetzbetrieb Nutzung des Netzspeichers als statisches Auflastgefäß und als Expansionsgefäß). Damit der Speicher drucklos betrieben werden kann, wird die Wärme mit 98 bis 99 °C heißem Wasser eingespeist. Da der Heizkondensator des GuD-Heizkraftwerks dessen Wärme mit 120 °C bereitstellt und dies auch die maximale Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes ist, muss die Wassertemperatur am Speichereintritt durch Beimischung von Wasser aus dem Rücklauf eingestellt werden, das je nach Witterung eine Temperatur von ca. 55 bis 60 °C aufweist.
- Ebenfalls am Standort Schwerin Süd wurde 2013 eine Sekundär-Regelenergie-Anlage (*power to heat*-Anlage) in Betrieb genommen<sup>66</sup>. Die Anlage besteht aus drei Elektrokesseln mit einer Leistungsaufnahme von je 5 MW<sub>el</sub> und dient der Bereitstellung von negativer SRL<sup>67</sup>, die in wöchentlichen Auktionen im Regelenergiemarkt angeboten wird. Bei Abruf der Regelleistung werden zwei Elektrokessel angefahren, der dritte Kessel dient als Reserve. Das in ihnen erzeugte Heißwasser kann direkt für die Fernwärmeversorgung genutzt werden. Besteht dort aktuell kein Wärmebedarf, kann die Wärme im benachbarten Wärmespeicher zwischengelagert werden.
- Aktuell wird am HKW-Standort Schwerin-Lankow eine Geothermie-Anlage realisiert, die 2018 in Betrieb genommen werden soll. Zwei noch zu errichtende BHKW mit je 1 MW<sub>el</sub> sollen 2019 und 2020 in Betrieb gehen und den Eigenstrom für Wärmepumpen liefern, welche die Temperatur der geothermischen Wärme anheben und so jährlich ca. 50 GWh an geothermischer Wärme nutzbar machen soll (die Inbetriebnahme erfolgt voraussichtlich 2020).

---

<sup>65</sup> Würde diese Energiemenge über einen Zeitraum von 48 h verteilt abgegeben, entspräche dies einer mit den GuD-HKW vergleichbaren Wärmeleistung von ca. 32 MW.

<sup>66</sup> Die Investition in die Sekundär-Regelenergie-Anlage begründet sich durch die damaligen Regelleistungspreise, die eine Teilnahme am RL-Markt attraktiv erscheinen ließen: Zunächst wurde Yunicos um ein Angebot für einen Batterie-Stromspeicher gebeten. Die Investitionskosten für ein Projekt mit 10 MW/160 MWh erwiesen sich jedoch als zu hoch. Daher haben die Stadtwerke ein anderes, auf den Elektrokesseln basierendes Konzept entwickelt. Die Investitionskosten für die drei Kessel betragen 3,3 Mio. EUR (220 EUR/kW).

<sup>67</sup> Bei Abruf negativer Regelleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber wird Bezugsleistung geliefert. Der mit ihr bezogene Strom wird in den Elektrokesseln in Wärme umgewandelt.

- Schließlich ist ein Wärmespeicher-Konzept auch für Schwerin-Lankow in Planung (ähnlich dem in Schwerin-Süd realisierten Speicher). Hierfür kann ggf. ein vorhandenes Bauwerk des ehemaligen Wasserwerks Gosewinkel genutzt werden. In der Zukunft soll die mit dem Ausbau des Fernwärmenetzes wachsende Wärmeabnahme vorrangig vom Standort Lankow aus bedient werden.

Der technische Zustand beider HKW erfordert eine umfassende Erneuerung erst in ca. 10 Jahren. Zuvor soll ein Retrofit des HKW Schwerin-Lankow dessen Effizienz steigern: In den nächsten fünf Jahren soll die dortige Dampfturbine zurückgebaut und die Dampfanlagen abgeschaltet bzw. durch ein Heißwassersystem ersetzt werden. Geplant ist der Einbau einer neuen Gasturbinenanlage, ggf. mit zwei unterschiedlich großen Gasturbinen<sup>68</sup>. Dadurch entsteht die Möglichkeit einer Förderung durch das KWK-Gesetz, die sich bis zu ihrem Auslaufen im Jahr 2021 auf ca. 2,2 Mio. EUR summiert. Bis dahin sollte allerdings auch die Umgestaltung des Fernwärmestandortes Lankow abgeschlossen sein.

Die Einsatzplanung für die Anlagen wird täglich aktualisiert. Der Lade-/Entladezyklus des Wärmespeichers dauert ca. eine Woche (Laden unter der Woche, Entladen am Wochenende).

Die Wirtschaftlichkeit der HKW wird wesentlich durch die Stromerlöse bestimmt, da der Stromteil der Kraftwerke einen Großteil der Erzeugungskosten ausmacht. Inzwischen sind die zu erzielenden Stromerlöse für einen wirtschaftlichen HKW-Betrieb nicht mehr ausreichend, d.h. der Ertragswert der beiden HKW zeigt eine sinkende Tendenz. Der wirtschaftliche Effekt der Betriebsoptimierung und der Speicher liegt daher vorwiegend in der besseren HKW-Auslastung, die zu einer Erhöhung des mittleren Wirkungsgrades führt (Verringerung von Betriebsphasen im Kondensationsbetrieb). Zudem tragen die beschriebenen Energieanlagen zu einer Flexibilisierung des Gesamtsystems bei. Dadurch kann u.a. auch besser gewährleistet werden, dass die von den KWK-Anlagen zur Einspeisung angemeldeten Strommengen auch tatsächlich in den betreffenden Zeitfenstern und Mengen erzeugt werden können. Abbildung 21 zeigt diese Effekte des Speichereinsatzes für den Winterbetriebs durch die Gegenüberstellung der Stromerzeugung und der Fernwärmelieferung mit und ohne Wärmespeicher. Noch deutlicher zeigt Abbildung 22 die Möglichkeiten und Effekte einer dem Börsenstrompreis folgenden Stromerzeugung. Sichtbar ist zum einen der zeitliche Verlauf des HKW-Betriebs in einer Winterwoche und zum anderen Differenz in der Stromerzeugung mit und ohne Wärmespeicher. Dabei ermöglicht der Speicher nicht nur eine höhere Stromerzeugung in Zeiträumen hoher Börsenstrompreise, sondern auch das gezielte Nachfahren von Strompreisspitzen und eine umfassender Optimierung des Gesamtsystems aus HKW, Wärmenetz und Speicheranlagen (oberer Teil der Abbildung) entsprechend den Grundsätzen ihrer Einsatzplanung. Im unteren Teil der Abbildung sind für den gleichen Zeitraum der Verlauf der Stadtlast und die Nutzung des Wärmespeichers, d.h. der Verlauf der Ein- und Ausspeicherung von Wärme, dargestellt.

---

<sup>68</sup> Die vorhandene Gasturbine ist seit 2011 defekt und konnte wegen des seit 2008 bestehenden Rechtsstreits mit VASA bislang nicht erneuert werden. Die Erneuerung der GTA setzt einen positiven Ausgang voraus.

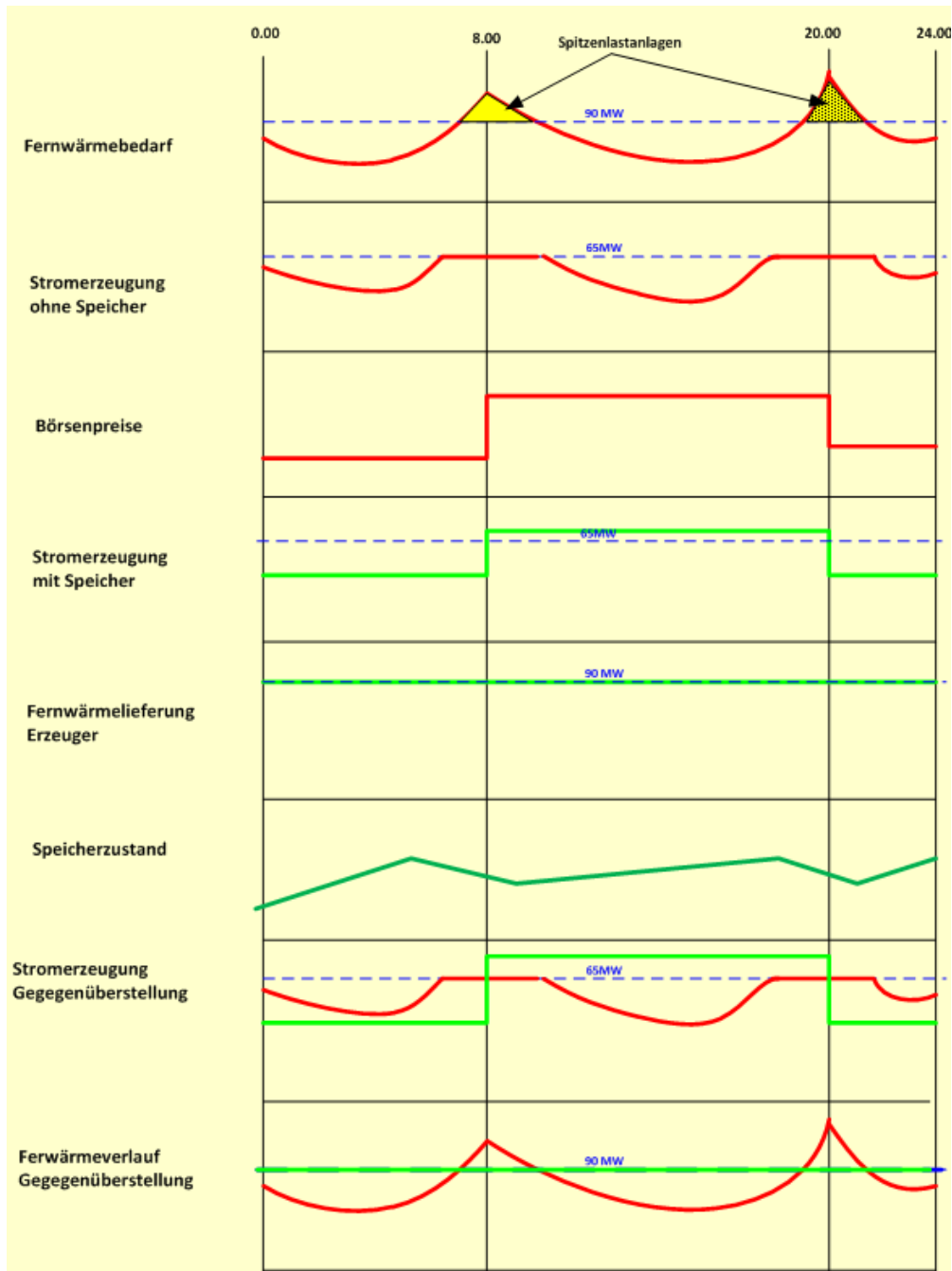


Abbildung 21: Einsatz des Wärmespeichers der Stadtwerke Schwerin (Winter, schematisch)<sup>69</sup>

Aus Sicht der Stadtwerke sollte ein Speicher ein obligatorischer Bestandteil von KWK-Anlagenkonzepten sein, um deren Flexibilität zu erhöhen. Für eine sinnvollere Nutzung der Speicher sollten allerdings die Preisregelungen für den Strombezug umgestaltet werden: Damit die Nutzung von Windstrom in *power to heat*-Anlagen wirtschaftlich interessant wird, muss dessen Bezug ohne Umlagen möglich sein. Außerdem wird der Elektrokesselstrom mit einem Primärenergiefaktor bewertet, der den bisherigen PE-Faktor der Stadtwerke Schwerin verschlechtert.

<sup>69</sup> Die Abbildung wurde den Stadtwerken Schwerin zur Verfügung gestellt.



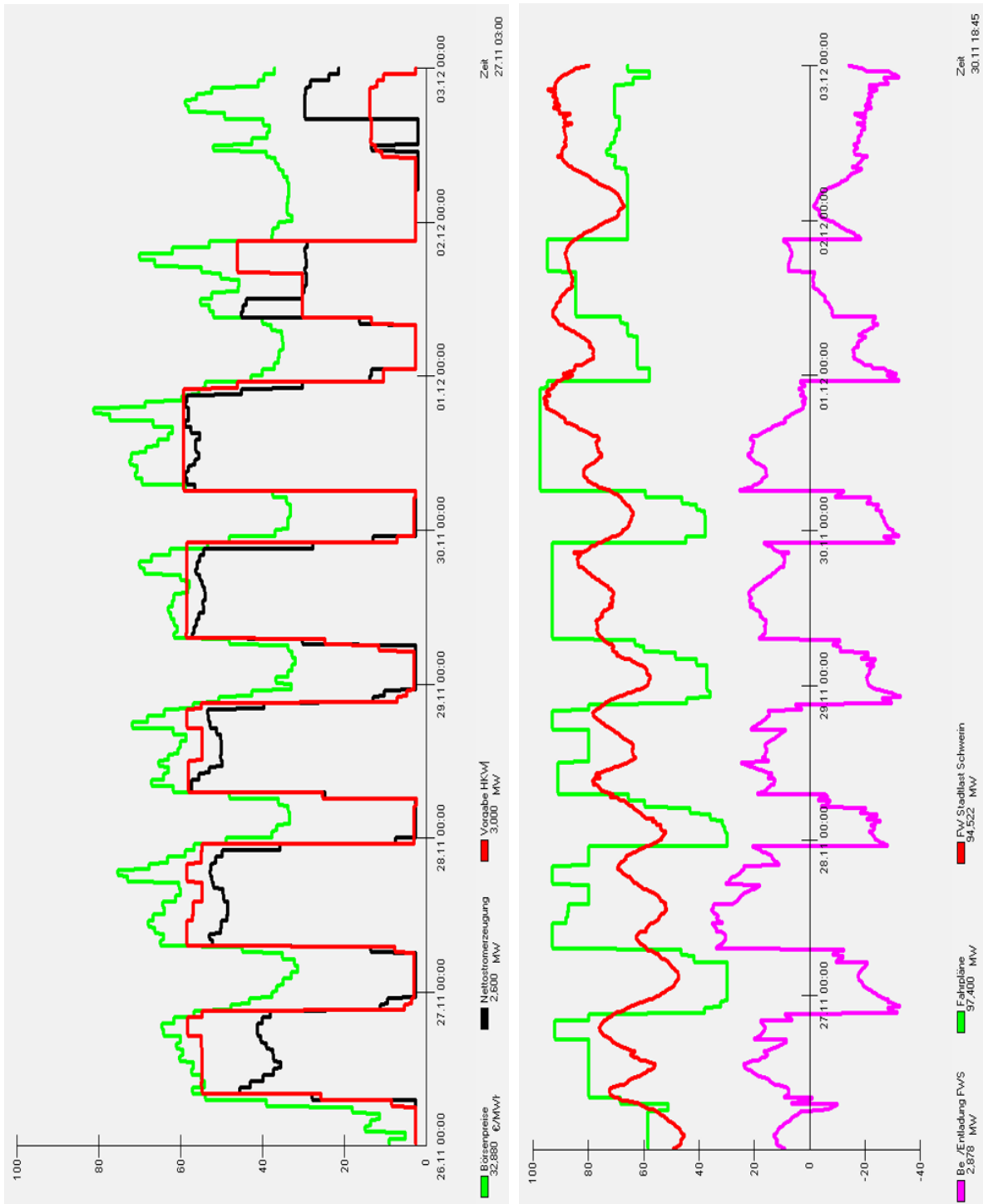


Abbildung 22: Erzeuger-Einsatzplanung der Stadtwerke Schwerin (Winter, Beispiel)<sup>70</sup>

<sup>70</sup> Die Abbildung wurde den Stadtwerken Schwerin zur Verfügung gestellt.

## 8.5 ENERTRAG Aktiengesellschaft

Die ENERTRAG AG mit Sitz in Dauerthal (Brandenburg) wurde 1992 gegründet, um nachhaltige und innovative Energietechnologien und (Wind-)Energieprojekte zu entwickeln<sup>71</sup>. Weitere Geschäftsfelder sind die Finanzierung, Errichtung und Instandhaltung von Energieanlagen, der Bau und Betrieb von Stromnetzen sowie die Entwicklung und Steuerung vernetzter Kraftwerke.

Seine Energieprojekte treibt ENERTRAG von der Planung – d.h. Standortwahl, Anlagenkonfiguration, Netzplanung, Maschinenauswahl etc. – bis zur Baugenehmigung. In der Standorterschließung sucht das Unternehmen den Konsens mit beteiligten Gemeinden, Bewohnern und Landeigentümern und berücksichtigt lokale spezifische Besonderheiten und Interessenlagen. Da für die EE-Nutzung (landwirtschaftliche) Flächen erforderlich sind, kooperiert Enertrag mit Eigentümern, um seine Unternehmensziele umzusetzen, zugleich aber auch den Wert der so genutzten Flächen zu steigern. Dabei nutzt Enertrag umfangreiche Erfahrungen mit Genehmigungsverfahren in verschiedenen Ländern. Ein wichtiger Bestandteil der Unternehmensstrategie ist das Kraftwerk Uckermark - ein Verbund von Energieerzeugungsanlagen. Dieser wird schrittweise weiter ausgebaut, um eine vollwertige Energieversorgung realisieren zu können. Das Kraftwerk Uckermark umfasst<sup>72</sup>:

- Energieanlagen mit ca. 360 MW Gesamtleistung, die direkt in das europäische Verbundnetz einspeist (340 MW Windkraft, 20 MW Biogasstrom),
- ein eigenes Hochspannungsnetz mit knapp 1.000 km Netzlänge als Erdkabel und 4 Uwe sowie
- ein einheitliches Steuerungs- und Überwachungssystem (PowerSystem).

Im Weiteren sind neben dem Ausbau der Leistung auf 500 MW die Errichtung von H<sub>2</sub>-Elektrolyseuren und die Integration von Speichern vorgesehen, z.B. in Form eines Hybridkraftwerks, Abbildung 23.

Mit diesem Hybridkraftwerk sollen Stromnetzkapazitäten für neue EE-Anlagen durch eine netzentlastende Betriebsweise freigesetzt werden. Die Netzentlastung entsteht durch eine Glättung der Stromflüsse im Netz: In einspeisestarken Zeiträumen werden EE-Stromüberschüsse bzw. -Einspeisespitzen durch den Bezug von negativer Regelleistung abgebaut, während in einspeisearmen Zeiträumen bei Bedarf Strom eingespeist wird. Den Strom aus dem Regelleistungsbezug nutzt die Anlage auf ihrer Primärseite, um in einer Alkali-Elektrolyse max. 120 m<sup>3</sup>/h Wasserstoff zu erzeugen. Die dafür erforderliche Eingangsleistung beträgt 500 kW<sub>el</sub>. Der Wasserstoff wird auf der Sekundärseite der Anlage entweder in Strom und Wärme umgewandelt werden (alternativ kann in den beiden zugehörigen BHKW auch Biogas eingesetzt werden) oder er wird in Form von reinem Wasserstoff als Treibstoff an H<sub>2</sub>-Tankstellen verkauft. Die entstehende Wärme wird in ein Wärmenetz eingespeist.

<sup>71</sup> ENERTRAG hat nach eigenen Angaben bereits über 2,1 Mrd. EUR in Windenergieprojekte investiert. Mehr dazu findet sich unter: [https://ww2.enertrag.com/index.php?id=90\\_planung-und-genehmigung](https://ww2.enertrag.com/index.php?id=90_planung-und-genehmigung).

<sup>72</sup> Mehr dazu findet sich unter: [https://ww2.enertrag.com/index.php?id=183\\_kraftwerk-uckermark](https://ww2.enertrag.com/index.php?id=183_kraftwerk-uckermark) sowie unter <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick>.

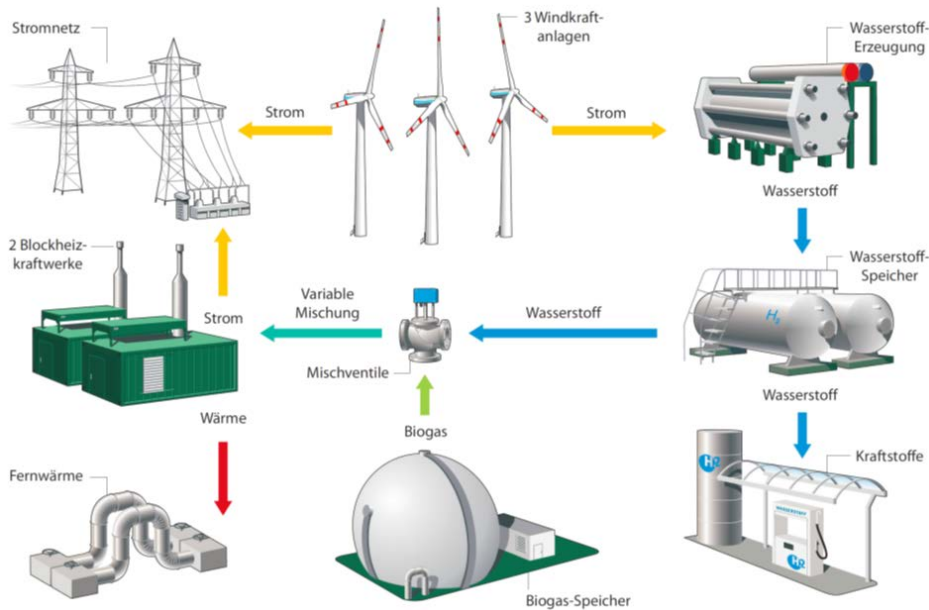


Abbildung 23: Enertrag - Hybridspeicherkraftwerk<sup>73</sup>

Bei der Standortfindung für Windenergie-Projekte nutzt Enertrag Methoden, wie sie auch in den Planungsverbänden bei der Ermittlung potenzieller Windeignungsgebiete eingesetzt werden, z.B. die Weißflächenkartierung. Auch für die innovativen Energieprojekte kommen GIS-basierte Methoden zur Anwendung: Da hier keine Eignungsgebietskriterien vorgegeben sind, mit denen potenzielle Standorte ein- bzw. ausgegrenzt werden können, werden projektspezifische eigene Kriterien angewandt, die in hierfür hergerichteten GIS-Shapes analysiert werden. Die Überlagerung dieser Shapes zeigt idealerweise Standorte auf, welche für die Realisierung des jeweiligen Projekts geeignet sind.

### 8.6 WEMAG Aktiengesellschaft

Im September 2013 begann das Berliner Technologieunternehmen Yunicos im Auftrag der WEMAG AG Schwerin mit der Errichtung eines kommerziellen vollautomatisierten 5 MW/5 MWh-Batteriespeichers. Er wurde 2014 in Betrieb genommen und war zu der Zeit der größte seiner Art in Europa. Die Realisierung des Projekts wurde wegen seines innovativen Charakters über das damalige Innovationsprogramm des Bundesumweltministeriums in einer Höhe von 1,3 Mio. Euro gefördert, die Investitionskosten insgesamt beliefen sich auf 6,7 Mio. EUR.

Das Betriebsgebäude des Großspeichers „von den Ausmaßen einer Turnhalle“ zeigt Abbildung 24 (die Grundfläche des Gebäudes beträgt 716 m<sup>2</sup>). Der Speicher, „Schwerin 1“ genannt, besteht aus 25.600 Lithium-Ionen-Akkumulatoren von Samsung SDI, die in 1.600 Trays installiert sind. Hinzu kommen die Schaltanlagen und MS-Transformatoren (der Batteriepark ist im 110 kV-Umspannwerk Schwerin-

<sup>73</sup> Quelle: [https://ww2.enertrag.com/index.php?id=90\\_hybridkraftwerk](https://ww2.enertrag.com/index.php?id=90_hybridkraftwerk).

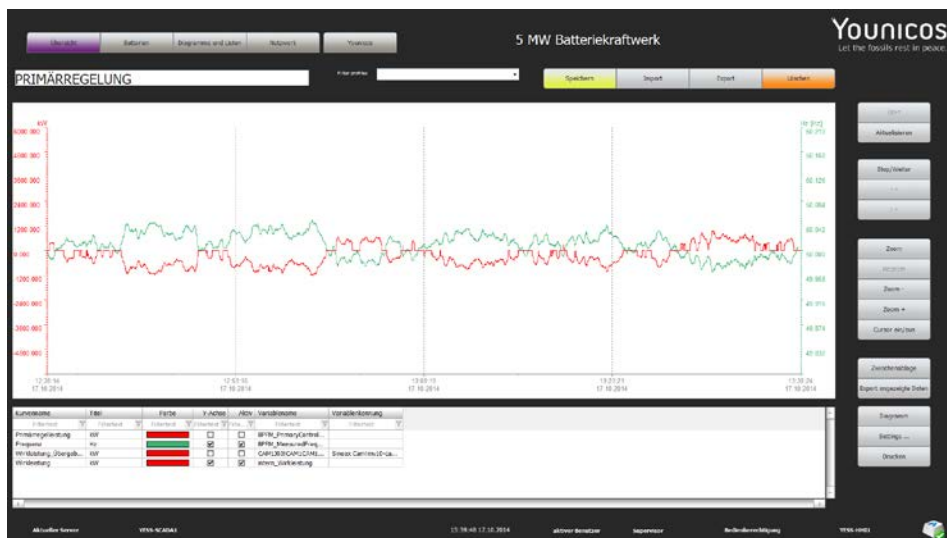
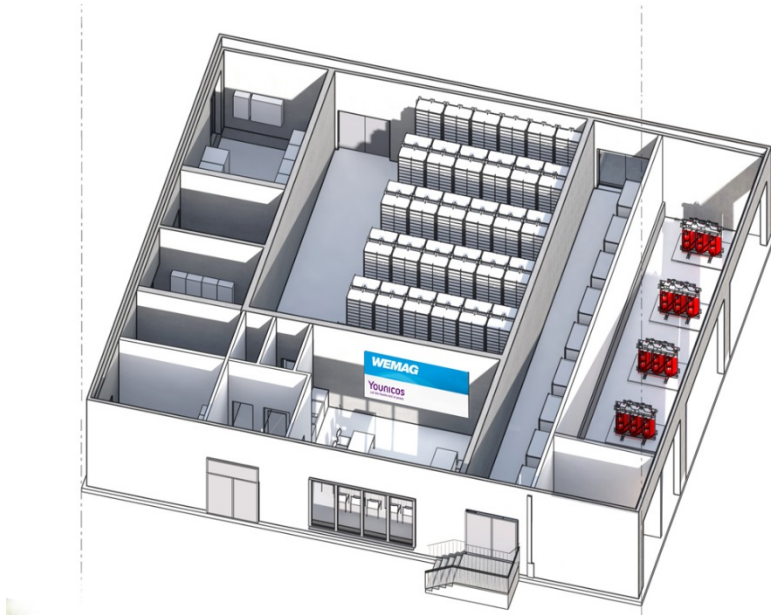


Abbildung 24: Batteriespeicher der WEMAG AG <sup>74</sup>

<sup>74</sup> Bildquelle: [http://www.wemag.com/ueber-die-wemag/presse/presse-meldungen/2013/09\\_03-Baubeginn-Batteriespeicher.html](http://www.wemag.com/ueber-die-wemag/presse/presse-meldungen/2013/09_03-Baubeginn-Batteriespeicher.html).

Lankow in das regionale Verteilnetz integriert und in das nahegelegene 380 kV-Höchstspannungsnetz eingebunden).

Trotz seines Pilotcharakters kann der Speicher am Primärregelenergiemarkt wirtschaftlich betrieben werden und zur Stabilisierung des Stromnetzes auch bei schwankender EE-Einspeisung beitragen. Die Leistung der Akkumulatoren kann innerhalb von Sekundenbruchteilen abgerufen werden. Der Speicher stellte damit das Regelpotenzial bereit, das eine konventionelle 50 MW-Gasturbine aufweist. 2016 wurde die Speicherkapazität um einen zweiten Kraftwerksblock erweitert: Mit der Inbetriebnahme von „Schwerin 2“ hat das Batteriespeicherkraftwerk eine nominale Kapazität von 15 MWh und eine installierte Leistung von 14 MW. Davon sind 10 MW für den Regelleistungsmarkt präqualifiziert. Die Leistung wird über einen technischen Verbund aus einer Mittelspannungsschaltanlage, neun Transformatoren, achtzehn Wechselrichtern und zweihundertfünfzehn Lithium-Ionen-Batterieschränken bereitgestellt. Der Erweiterung des Batteriespeichers wurde ohne Förderung errichtet und betrieben. Die WEMAG hat in Planung, Bau und Inbetriebnahme des Erweiterungsbaus (Schwerin 2) 5,19 Mio. Euro investiert.

Über die Lieferung von Primär- und Sekundärregelleistung hinaus bestehen Einsatzmöglichkeiten des Speichers für USV / Schwarzstartfähigkeit, für Trading / Arbitrage, für das Peak Shaving / (Netzentgelte), für die Erbringung lokaler Netzdienstleistungen sowie für das Ramping / Netzintegration. Im Zuge der Erweiterung wurde mit einem finanziellen Mitteleinsatz von 180 TEUR auch die Bestandsanlage ertüchtigt, um zukünftig die Schwarzstartfähigkeit sicherzustellen. Im August 2017 ist dem Unternehmen mit dem Batteriespeicher der Schwarzstart des größeren der beiden HKW der Stadtwerke Schwerin gelungen (GuD-HKW Schwerin Süd). Dazu wurde ein mehrerer UWe einschließender Netzpfad aufgebaut, über den der Batteriespeicher die Energie für den Kraftwerksstart bereitstellen konnte. Anschließend konnte die Netzinsel aus BSKW und KWK stabil betrieben werden.

Weiterhin ist die WEMAG AG an der *power to hydrogen*-Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe beteiligt (ein Zusammenschluss aus 13 Unternehmen). Die der Thüga-Gruppe verfolgte den Aufbau und Betrieb dieser Anlage am Standort Frankfurt am Main für die Nutzungspfade Wärme und KWK, Abbildung 25. Die Investitionskosten der vom Hessischen Umweltministerium geförderten Anlage betragen ca. 1,5 Mio. EUR.

Die wichtigsten Projektziele bestanden in der Demonstration der technischen Machbarkeit der Umwandlung von EE-Strom zu Wasserstoff, dessen in die kommunalen Gasverteilnetze, die Rückverstromung für repräsentative Betriebszustände sowie die Standardisierung und Normungsarbeit für die weitere Etablierung der Technologie.

Die Eingangsleistung der im Mai 2014 in Betrieb genommenen Anlage beträgt 320 kW<sub>el</sub>, die H<sub>2</sub>-Produktion 60 Nm<sup>3</sup>/h. Die H<sub>2</sub>-Einspeisung erfolgt in das Gasverteilnetz mit einem Betriebsdruck von

3 bar. Die Möglichkeiten der Abwärmenutzung (nutzbare Wärmemenge) wurden im Rahmen begleitender Forschung ermittelt (3 Jahre, d.h. bis Ende 2016).

Kernstück der Anlage ist der Protonen-Austausch-Membran (PEM)-Elektrolyseur der Firma ITM Power. Er wandelt elektrische Energie in chemisch gebundene um und macht so den Strom speicherbar. Die Gasdruckregelmess- und Mischanlage sorgt dafür, dass die Zumischung an Wasserstoff im Gasverteilnetz 2 Vol.-% nicht überschreitet. Das Betriebskonzept der Anlage sieht die Teilnahme am Regelenergiemarkt vor (Bereitstellung negativer Regelenergie).



Abbildung 25: *power to hydrogen*-Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe<sup>75</sup>

### 8.7 Möglichkeiten der Kooperation zwischen Unternehmen und Regionalplanung

Unternehmen in M-V und in Vorpommern verfügen über vielfältige Erfahrungen in der Errichtung und im Betrieb von Energiespeichern. Sie planen zudem, ihren Bestand an Energiespeichern zu erweitern. Die Raum- und Regionalplanung kann solche Pläne unterstützen und so eine möglichst raumverträgliche und den Interessen der Region entsprechende Entwicklung mitzugestalten.

Der seitens der Unternehmen und seitens der Planung bestehende Bedarf einerseits und die Möglichkeiten einer solchen Unterstützung andererseits sind allerdings von der Art der Unternehmen, d.h. auch von den jeweiligen Unternehmensaufgaben und -zielen sowie von ihrem regionalen Bezug abhängig. Vereinfachend kann angenommen werden, dass der Bedarf mit der Netzebene steigt, während die Möglichkeiten der Unterstützung und der Einflussnahme abnehmen. Daher kann z.B. zwischen überregionalen Netzbetreibern, Speicherherstellern und Investoren sowie zwischen regional ansässigen Stadtwerken oder Entwicklern von Energieprojekten unterschieden werden.

<sup>75</sup> Bildquelle: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projektkarte/strom-zu-gas-demonstrationsanlage-der-thuega-gruppe.html>.

Die auf oberen Systemebenen tätigen **Übertragungsnetzbetreiber**<sup>76</sup> müssen sich bei ihren Aktivitäten an übergeordneten Zielen und Entwicklungen orientieren. Sie planen überregional, nutzen auf Bundesebene angesiedelte Instrumente wie Netzentwicklungspläne und werden durch dortige Institutionen wie die BNetzA begleitet. Für den Netzausbau benötigen diese Unternehmen geeignete Trassen, die sie als Bedarf an die Raumplanung herantragen. Zugleich besteht Abstimmungsinteresse, da eine fehlende Akzeptanz in der Region große Probleme bereiten kann (Beispiel Dong Energy).

Die auf den unterlagerten Ebenen tätigen **Verteilnetzbetreiber** Strom/Gas<sup>77</sup> sind schon stärker mit der Region verbunden. Sie entwickeln ggf. eigene Kooperationsformen für den Netzausbau und realisieren vielfach Projekte, welche die Bevölkerung weniger stark tangieren (z.B. WEMAG-Speicher) oder die von diesen als notwendig erkannt und daher akzeptiert werden (z.B. Gasnetzausbau mittels kleinerer Leitungen zur Erschließung von Gemeinden und Wohngebäuden) und die ggf. im Wesentlichen nur in der Bauphase für die Öffentlichkeit sichtbar sind.

Die in die Verteilnetze eingebetteten größeren Städte versorgen **Stadtwerke**. Sie haben in Vorpommern eine besondere regionalwirtschaftliche Bedeutung, u.a. weil sie im Rahmen ihrer Versorgungsaufgaben mit einer Vielzahl von verschiedenen Partnern zusammenarbeiten. Und sie stehen deshalb in einem stetigen Austausch mit der Regionalplanung. Bei der Realisierung ihrer Projekte haben sie dagegen einen stärkeren Bezug zur Stadtplanung und kooperieren insbesondere mit den städtischen Ämtern und Behörden (z.B. hinsichtlich der bestehenden Fernwärmesatzungen): Sie erweitern ihre städtischen Netze oder bauen eigene Energieanlagen und Speicher. Dafür nutzen sie möglichst eigene Grundstücke. Auch Netzerweiterungen und -anschlüsse, die sie auf Begehren Anschlusswilliger und auf deren Grundstücken durchführen, liegen überwiegend innerhalb der Städte.

**Investoren** suchen für ihre Projekte geeignete Standorte und ggf. die Zusammenarbeit mit Akteuren in der Region, soweit dies zur Projektrealisierung und zur Konfliktvermeidung erforderlich scheint.

**Regionale Entwickler von Energieprojekten** haben den stärksten Bezug zur Regionalplanung (z.B. bei der WEG-Ausweisung oder bei der Entwicklung von Speicherprojekten – WindProjekt, Enertrag) – zugleich sind diese Unternehmen mit ihren innovativen Projekten auch Treiber der regionalen Energiewende (und verdienen insofern Unterstützung durch die Regionalplanung),

---

<sup>76</sup> Die Übertragungsnetzbetreiber, in deren Netzgebieten Vorpommern liegt, sind 50Hertz Transmission GmbH mit Sitz in Berlin und VNG/Ontras mit Sitz in Leipzig. 50Hertz ist zugleich der Regelzonenbetreiber und damit der Systemverantwortliche. Sein Netzgebiet umfasst die gesamten ostdeutschen Bundesländer. Es hat eine Fläche von ca. 110.000 km<sup>2</sup>, in der ca. 10.000 km Netz installiert sind.

<sup>77</sup> Im Strombereich ist dies die e.dis AG mit Sitz in Fürstenwalde (Brandenburg). Ihr gesamtes Netzgebiet nimmt eine Fläche von ca. 35.000 km<sup>2</sup> ein, darin sind ca. 70.000 km Stromnetz installiert. In der Gasversorgung ist dagegen eine Reihe von Unternehmen aktiv.

## 9. Wirtschaftlichkeit von Speichern, Einfluss auf Netzentgelte

Bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern ist zu berücksichtigen, dass sich die dafür erforderlichen rechtlichen Rahmenbedingungen erst am Anfang ihrer Entwicklung befinden. So sind noch im EEG 2000 Speicher nur in Form von PSW angesprochen. Erst im EEG 2012 werden Speicher erstmals im Zusammenhang mit der „Flexibilitätsprämie“ zur Förderung des Baus von Gasspeichern an Biogasanlagen und mit der Befreiung der Speicher von Netzentgeltzahlungen angesprochen. Energiespeicher lassen sich hinsichtlich ihrer Voll- und ihrer Grenzkosten miteinander vergleichen. In den Vollkosten werden die unabhängig von der Nutzung des Energiespeichers entstehenden fixen Kosten sowie die vom Speicherbetrieb abhängigen variablen Kosten berücksichtigt. Die Vollkosten werden normiert auf EUR/kWh angegeben. Die Grenzkosten sind dagegen die Erlöse, die ein Energiespeicher mindestens erzielen muss, um kostendeckend zu arbeiten. Hierbei werden ausschließlich die variablen Kosten berücksichtigt. Diese entstehen bei Speichern besonders durch die Kosten der einzuspeichernden Energie und durch die Energieverluste. Sie werden durch den Zyklenwirkungsgrad bestimmt. Auch die maximal realisierbare Zyklenzahl einer Technologie hat einen wesentlichen Einfluss auf ihre Kostenstruktur. Bislang liegen allerdings kaum Kostenvergleiche vor, die sowohl die Voll- als auch die Grenzkosten verschiedener Speichertechnologien darstellen.

### 9.1 Spezifische Kosten von Speichern und Speichersystemen

Die Wirtschaftlichkeit der Speicherung von Elektrizität hängt wesentlich von den Anschaffungsausgaben für diese Systeme ab (Investitionskosten). Die Gesamtinvestition ist grundsätzlich eine Funktion der leistungs- und arbeitsspezifischen Investitionen, da Leistung und Kapazität des Speichers nicht gekoppelt sein müssen /41/. Hinzu kommen Bestandteile, die nicht mit der Anlagengröße skalieren. Die Annahme eines linearen Zusammenhangs für die Anschaffungsausgaben ist bei großtechnischen Anlagen (PSW und CAES) realistisch. Bei anderen Systemen, die die MW-Klasse derzeit nur durch Zusammenschalten vieler kleiner Systeme erreichen (Redox-Flow-Batterie, Natrium-Schwefel-Batterie, Elektrolyseur), ist bei technischen Fortschritten eine signifikante Reduktion der Investitionsausgaben wahrscheinlich. Zudem ist mit Beginn der Massenfertigung mit sinkenden Produktionskosten zu rechnen (z.B. wird für die Natrium-Schwefel-Batterie ein Kostensenkungspotenzial in Höhe von 25 % angegeben und als „mittel“ eingestuft, demgegenüber weist die für die Redox-Flow-Batterie ein hohes Kostensenkungspotenzial auf). Ausgewählte Technologie- und Kostendaten zeigt Tabelle 11. Ähnlich wie bei der technologischen Einordnung der Speicher in Abbildung 3 und Abbildung 4 (Abschnitt 3.3) lassen sich diese auch ökonomisch vergleichend beurteilen. Dazu werden in Abbildung 26 die Preisunterschiede von Speichertechnologien verdeutlicht und die Preisfelder markiert, in denen sich die Kapazitäts- und die Leistungskosten der verschiedenen Speichertechnologie bewegen. Die



Tabelle 11: Technische und wirtschaftliche Parameter von Speichertechnologien /41/,S.42

Technologie-kürzel <sup>b</sup>	Investitionen <sup>a</sup> leistungsspez. (€/kW)	arbeitsspez. (€/kWh)	Wirkungs- grad (%)	Aktiv.- geschw. (min)	Volum. Energied. (Wh/l)	Typische Anlagengr. (kW, kWh)	Kalend. Lebensd. (a)
PSW	470 – 1.000	10 – 20	70 – 85	≤ 5	0,7	10 <sup>5</sup> , 10 <sup>6</sup>	40 – 50
CAES	440 – 710	9 – 80	40 – 60	≤ 15	1,5 – 5	10 <sup>5</sup> , 10 <sup>6</sup>	20 – 30
AA-CAES	600 – 800	14 – 120	70	≤ 15	1,5 – 5	10 <sup>5</sup> , 10 <sup>6</sup>	20 – 30
RFB	875 – 1.500	147 – 167	70 – 80	≤ 1	20 – 30	10 <sup>2</sup> , 10 <sup>3</sup>	20 – 30
NaS	1.000 – 2.000	– <sup>c</sup>	75	≤ 1	170	10 <sup>4</sup> , 10 <sup>5</sup>	5 – 10
H <sub>2</sub> -zen	1.100 – 2.050	1 – 40	30 – 40	≤ 15	160 – 400	10 <sup>5</sup> , 10 <sup>8</sup>	10 – 15
H <sub>2</sub> -dezen	1.500 – 3.500	14 – 110	30 – 40	≤ 15	160 – 400	10 <sup>2</sup> , 10 <sup>5</sup>	10 – 15

a – Quellenangaben in /41/,

b – PSW: Pumpspeicher, CAES: diabater Druckluftspeicher, AA-CAES: adiabater Druckluftspeicher, RFB: Vanadium-Redox-Flow-Batterie, NaS: Natrium-Schwefel-Batterie, H<sub>2</sub>-zen: Zentraler Wasserstoffspeicher (Elektrolyseur, Salzka-verne, GuD-Kraftwerk), H<sub>2</sub>-dezen: Dezentraler H<sub>2</sub>-Speicher (Elektrolyseur, Druckgasbehälter, Brennstoffzelle)

c – Die Speicherkapazität ist nicht frei variierbar. Daher werden in der Literatur entweder nur leistungs- oder nur arbeits-spezifische Investitionen angegeben.

dargestellten Kostenstrukturen beinhalten die Gesamtkosten, d.h. die Kosten für die Speicher- und Umwandlungseinheit. In den Wertebereichen drücken sich auch die Skaleneffekte aus, da die hohen Kosten für kleinere und die geringeren Kosten für große Energiespeicheranlagen gelten. Kostenberei-che sind auch deshalb anzunehmen, weil die Technologien weiterentwickelt werden und bei einigen eine höhere Kostendegression zu erwarten ist, z.B. bei der Redox-Flow-Batterie (VRB).

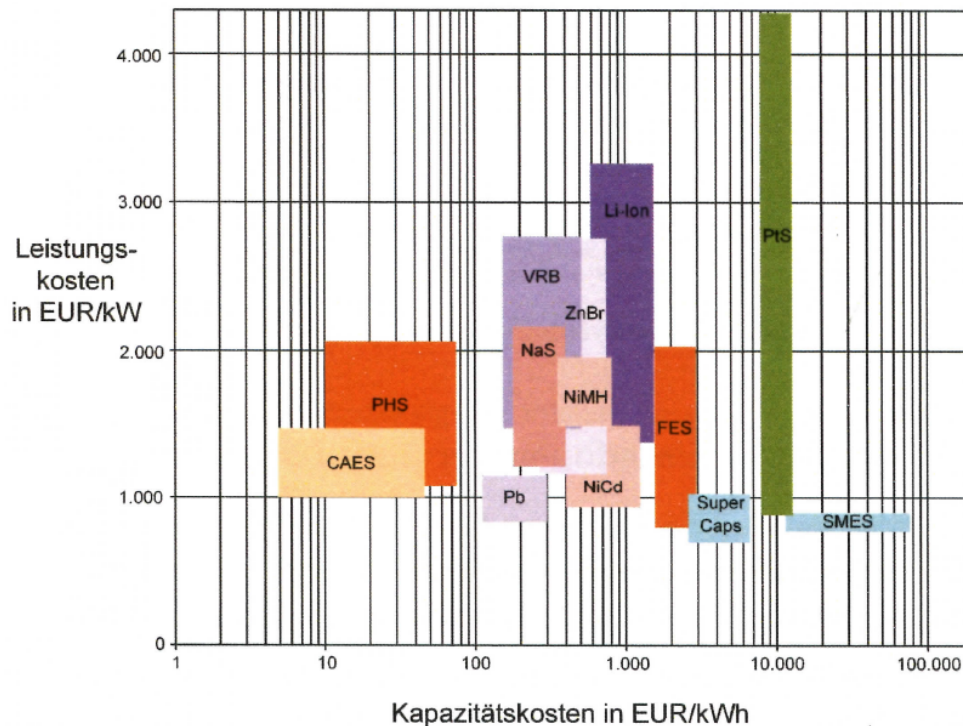


Abbildung 26: Ökonomisches Ragone-Diagramm von Energiespeichern /3/, S.38

In gleicher Weise wie bei den Stromspeichern lassen sich auch die Kosten von (ausgeführten) Wärmespeichersystemen erfassen und vergleichen. Dies ist in Abbildung 27 für die Baukosten einer Vielzahl von saisonalen Wärmespeichern durchgeführt worden. Die Kosten zeigen eine starke Degression mit Zunahme des Speichervolumens. In Teilbereichen – z.B. bei mittelgroßen Speichern zwischen 3.000 und 6.000 m<sup>3</sup> – ist zudem ein deutlicher Zusammenhang zwischen den Baukosten und dem Speichertyp erkennbar. Während Behälter-Wärmespeicher hierbei eher im oberen Kostenbereich zu finden sind, liegen die Kosten von Erdbecken-, Erdwärmesonden- und Aquifer-Wärmespeichern niedriger.

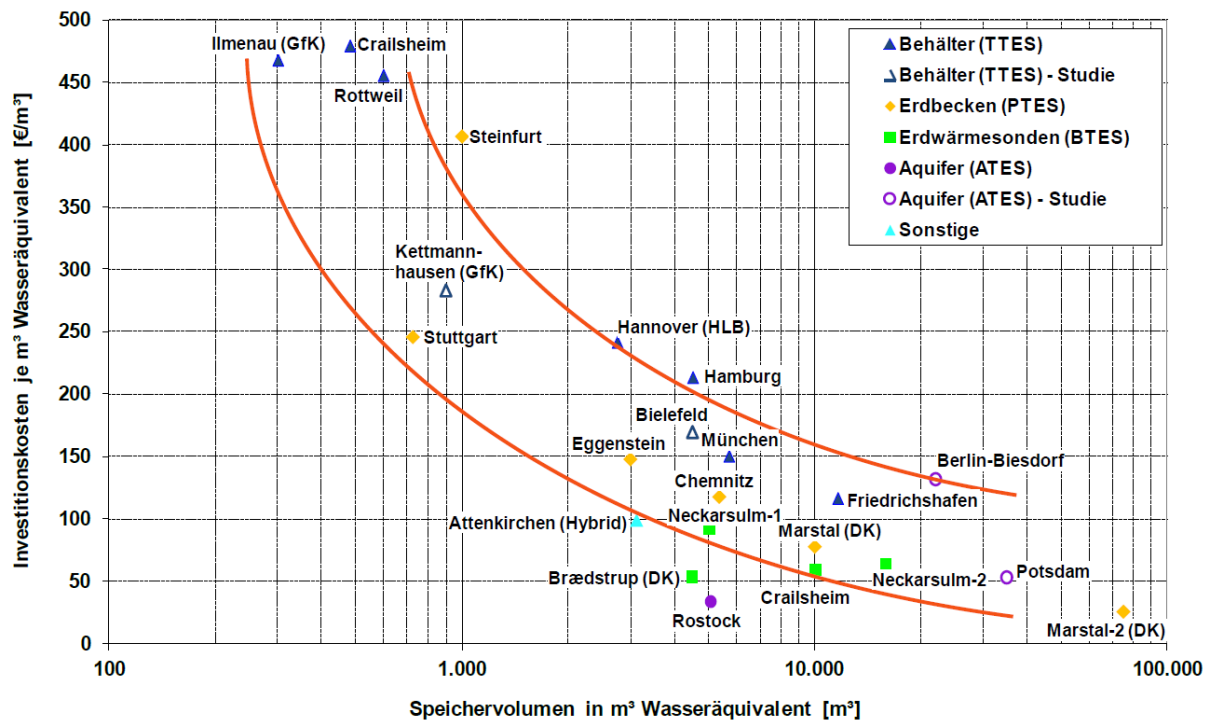


Abbildung 27: Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern /42/,S.26

## 9.2 Speicher und Netzentgelte

Bislang hängt die energiewirtschaftliche Einordnung eines Speichers wesentlich vom konkreten Anlagenkonzept und von dem Geschäftsmodell eines Speichers ab /38/. So werden Stromspeicher rechtlich sowohl als Letztverbraucher von Energie (Einspeicherung) als auch Erzeuger betrachtet (Auspeicherung). Dies wirkt sich wegen der zahlreichen in Strompreisen enthaltenen Abgaben und Umlagen deutlich auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern aus. Für die Stromkosten eines Speichers ist bedeutsam, ob EE-Stromerzeuger und Speicherbetreiber eine juristische Person bilden und ob zwischen beiden Anlagen ein räumlicher Zusammenhang besteht. Weiter ist zwischen einfachen und gemischten Geschäftsmodellen zu unterscheiden, bei denen ein Speicher entweder nur einem oder mehreren Zwecken dienen kann (z.B. Nutzung von Preisdifferenzen, Systemdienstleistungen, Spitzenlastmanagement u.ä.). Um Doppelbelastungen mit Letztverbraucherabgaben beim Ein- und Auspeichern zu

vermeiden, gibt es eine Reihe von Befreiungstatbeständen. Ein netzgekoppelter Stromspeicher, der Strom nur aus dem öffentlichen Netz bezieht und diesen wieder in dieses Netz zurückspeist, ist von den Netzentgelten für die Einspeicherung für 20 Jahre ab Inbetriebnahme freigestellt, wenn er vor August 2026 angeschlossen wird.

Bei Mischspeichern<sup>78</sup> und bei *power to x*-Speichersystemen wird diese Situation entsprechend komplexer. Beispielsweise soll bei *power to gas*-Speichersystemen EE-Strom genutzt werden, um erneuerbares Gas zu erzeugen und einzuspeisen. Wird der Strom einer EE-Anlage in der Anlage vor Ort verbraucht und nicht mehr in das öffentliche Netz eingespeist, entfallen vermiedene Netzentgelte. Der *power to gas*-Anlagenbetreiber muss für den bezogenen Strom ggf. Netzentgelte zahlen. Schließlich entstehen gasseitig Ein- und Ausspeise-Kapazitätsentgelte für das Gas<sup>79</sup>, die umso höher sind, je größer die Gasmenge ist und je weiter der Gasverbrauchsort vom Einspeiseort entfernt liegt.

---

<sup>78</sup> Speicher, bei denen sowohl Strom aus dem Netz als auch dezentral erzeugter Strom eingespeichert wird und/oder bei denen mit der Ausspeicherung sowohl eine Einspeisung ins öffentliche Netz stattfindet als auch eine dezentrale Nutzung des Stroms vor Ort (Direktlieferung oder Eigenversorgung).

<sup>79</sup> Die Ausspeiseentgelte vieler Verteilernetzbetreiber bestehen aus den beiden Komponenten Leistungs- und Arbeitspreis.

## 10. Entwicklung von Standortvorschlägen

Im Folgenden werden potenzielle Standorte vorgeschlagen, die in Vorpommern für Energiespeicher und Sektorenkopplung entwickelt werden können. Dazu werden zunächst wesentliche Standortanforderungen von Speichern analysiert, um die potenzielle Standorte bewerten zu können, die im Ergebnis der zuvor beschriebenen Analysen (Abschnitt 7) vorgeschlagen wurden bzw. auch aus den Expertengesprächen (Abschnitt 8) resultieren können.

Größere Energiespeicher sind stationäre Infrastrukturen, die standortgebunden sind. Aus der Betreiberperspektive ist ein Speicherstandort das Grundstück, das ein Speicher bzw. dessen technische Anlagen direkt in Anspruch nehmen - durch bauliche Anlagen und Sicherheitsabstände. Aus der Planungsperspektive wird ein Raumpunkt als Speicherstandort betrachtet, wenn er bereits für die Energiespeicherung genutzt wird oder dafür geeignet ist.

Die Eignung eines Standortes für die Energiespeicherung besteht in dem Maße, wie die Standortfaktoren die Anforderungen an Speicherstandorte erfüllen. Dabei kann neben den bestehenden Standortfaktoren auch deren Entwicklungspotenzial einbezogen werden. Bedeutsamer ist, ob diese Anforderungen aus der Sicht der Regionalplanung und der Genehmigungsbehörde oder aus der Sicht des Vorhabenträgers formuliert sind<sup>80</sup>, auch wenn beide Seiten bemüht sein werden, die Raumwirkungen von Speichervorhaben zu minimieren. Typische Raumwirkungen von Infrastrukturanlagen sind:

- a. ihr Flächenbedarf und -versiegelung (da es gleichzeitig anderenorts zu Flächeneinsparungen kommen kann, ist der Flächenverbrauch eines Anlagenkonzepts insgesamt zu betrachten),
- b. Schutzabstände, die ggf. zwischen Siedlungsflächen und Anlagenstandorten einzuhalten sind,
- c. Einschränkungen für den Hochbau,
- d. Agglomeration von Anlagen oder Betrieben mit gleichen/ähnlichen Anforderungen,
- e. Auskopplung von Energie und (Neben-)Produkten,
- f. fördernde Investitionen des Vorhabenträgers/Anlagenbetreibers in die Anlagenumgebung,
- g. Veränderung von Grundstückswerten und Immobilienpreisen.

Einige dieser Auswirkungen betreffen den Anlagenstandort, andere überschreiten Grundstücksgrenzen und erstrecken sich über einen größeren Raum (Nachbarschaft, weitere Umgebung).

Hinzu kommen ggf. Auswirkungen auf die Umwelt und den Menschen, z.B. Emissionen, Abfallerzeugung (Rückstände), Transporte, Energieerzeugung. Wegen der für Speichersysteme zu fordernden EENutzung tragen diese zur Ressourcenschonung und zum Klimaschutz bei, weil ansonsten eingesetzte fossile Energieträger eingespart werden.

---

<sup>80</sup> Erstere werden z.B. fordern, dass die Nutzung eines Standortes raumverträglich ist und möglichst geringe Raumwirkungen entfaltet und dass dabei eine nachhaltige Raumentwicklung gewahrt bleibt. Für einen Vorhabenträger ist hingegen bedeutsam, dass die Standortfaktoren eine kosteneffiziente Nutzung des Standortes unterstützen, d.h. der Aufwand für die Errichtung und für den Betrieb eines Speichers minimal ist.

## 10.1 Analyse speicherrelevanter Standortfaktoren

Für Speicherstandorte lassen sich harte und weiche Standortfaktoren ableiten. Für die Infrastrukturplanung typische Standortfaktoren sind z.B. die Fläche (Größe, aktuelle/vorhergehende Nutzungen, Bodenstabilität u.ä.), ihre Erschließung und ihre nähere Umgebung, Zuführungen sowie Ver-/Entsorgungsnähe, Nachbarschaften und deren Belastung, Schutzbedürfnisse (z.B. Schutzabstände zwischen Anlage und Siedlungsflächen), Sichtwirkungen, potenzielle Konflikte und Akzeptanzprobleme.

Für ein konkretes Speichervorhaben ist ein Standort dann als geeignet zu bewerten, wenn er den Zielen und Ansprüchen des Vorhabenträgers und der Raumnutzung möglichst gerecht wird. Allerdings stehen die Anforderungen zum Teil im Widerspruch zueinander (z.B. Bevorzugung siedlungsferner Standorte vs. Gebot der Nutzung auskoppelbarer Wärme). Die Standortanforderungen müssen vorhabenbezogen definiert und in ihrer jeweiligen Bewertung gewichtet werden. Dabei können auch Standorte zur Auswahl stehen, die zwar den Vorstellungen des Vorhabenträgers entsprechen, nicht aber jenen einer nachhaltigen Raumentwicklung. Der ausgewählte Speicherstandort kann entscheidend dafür sein, ob ein Vorhaben genehmigungsfähig ist oder nicht. Außerdem birgt ein Speicherstandort ggf. auch ein Konfliktpotenzial, z.B. mit benachbarten Grundstückseigentümern oder mit Betreibern benachbarter Anlagen – etwa wenn deren Grundstücke für die Speicheranschlussleitungen zu durchqueren sind. Einen perfekten Speicherstandort wird es folglich selten geben.

Der Anschluss an ein oder mehrere Energienetze, über die Energie ein- bzw. gespeichert werden kann, ist ein wesentliches Merkmal von (stationären) Speicherstandorten<sup>81</sup>: Sektorenkopplung benötigt immer mehrere Infrastrukturen: Strom-, Wärme- und Gasnetze, Tankstellen und Wasserstoffsysteme. Die Stromnetzinfrastuktur allein ist technisch nicht ausreichend.

Ein weiteres wesentliches Merkmal ist die Breitbandverfügbarkeit für den Auf- bzw. Ausbau digitaler Systeme, die für den Betrieb von Energiespeichern, besonders für die gezielte Steuerung von Lade- und Entladevorgängen, benötigt werden: Um neue Marktstrukturen und einen funktionierenden Wettbewerb zu realisieren, müssen Verbraucher, Speicher und Erzeuger (u.a. virtuelle Kraftwerke) intelligent koordiniert werden. Digitale Systeme müssen Kommunikation ermöglichen, Datenplattformen bilden, Prognosen erstellen und vieles mehr. Künftig gewinnen Speichertechnologien wie das gesteuerte Laden<sup>82</sup> von Elektrofahrzeugen, das induktive (Kurzzeit-)Laden an Kreuzungen und ande-

---

<sup>81</sup> Da die hier betrachteten größeren Speicher und Speichersysteme zur Sektorenkopplung vorwiegend auf höheren Netzebenen eingebunden werden, schränkt diese Anforderung das Spektrum potenzieller Speicherstandorte in solchen Gebieten ein, die nur geringe Netzanteile auf höheren Netzebenen aufweisen.

<sup>82</sup> Durch das zeitgleiche Laden von Elektrofahrzeugen können im Stromnetz Leistungsspitzen verursacht werden. Um diese zu vermeiden, ist es erforderlich, die Elektrofahrzeuge nicht direkt nach dem Anstecken, sondern gezielt – z.B. zu Zeiten mit hoher Photovoltaik (PV)-Erzeugung zu laden. Dazu ist ein intelligentes Lademanagement erforderlich, welches das Laden der aktuell am Netz befindlichen Elektrofahrzeuge so koordiniert, dass der Ladevorgang in Zeiten hohen Stromangebots verschoben wird. Dadurch wird es möglich, einen deutlich höheren Anteil des regional erzeugten Stroms direkt vor Ort zu nutzen.

ren Zwangshaltepunkten für ÖPNV oder das Management von virtuellen Pools vernetzter Heimbatteriespeicher<sup>83</sup> an Bedeutung. Diese Technologien interagieren mit anderen Infrastrukturen, deren Leistungsfähigkeit steigen muss, z.B. entsprechend ausgerüstete Verkehrswege, leistungsfähige Datenleitungen und Rechenzentren. Damit verbinden sich unter anderem die folgenden Aspekte:

1. Einige Technologien für Speicher und Sektorenkopplung basieren nicht auf der Errichtung raumbedeutsamer Großanlagen, sondern auf einer intelligenten Vernetzung und Steuerung vieler „kleiner“ Technologien. Diese können in einem geeignet ausgestalteten Strommarktdesign Effekte erzielen, die mit jenen großer Speicher vergleichbar sind. Dabei handelt es sich um bereits marktreife Technologien, die überall nutzbar sind. Tatsächlich steigen die Anzahlen beispielsweise von Elektrofahrzeugen oder kleinen dezentralen Speichern in Gebäuden an.
2. Die Errichtung und Nutzung solcher Speichersysteme kann wesentlich durch den Ausbau von (Kommunikations-)Infrastrukturen unterstützt werden. Diese werden u.a. im Zuge der Digitalisierung auch in anderen Bereichen gebraucht, d.h. sie sind ohnehin auszubauen.

Über diese beiden grundsätzlichen Standortvoraussetzungen hinaus sind harte Standortfaktoren, die für viele bzw. alle Energiespeicher erforderlich sind, von solchen Standortfaktoren unterscheidbar, die nur bei bestimmten Energiespeichern erfüllt sein müssen. Letztere können besonders aus der jeweiligen Speichertechnologie resultieren. Für viele bzw. alle Speicher sind die folgenden bedeutsam:

1. Standortfaktoren mit Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit:
  - Betriebsweise (z.B. bedarfs-/erzeugungs-, markt- oder netzgeführt),
  - technische, ökonomische und regulatorische Rahmenbedingungen,
  - Auslegung von Komponenten und Speicherprozessen (u.a. Skaleneffekte für Preise, Kosten und Wirkungsgrade),
  - Kostensenkungspotenzial für die spezifischen Investitionen in die Anlagenkomponenten (Lernkurven für Preise),
  - zukünftige Energiepreisniveaus,
2. Speichereigenschaften mit Einfluss auf die Standortwahl:
  - Speichergröße,
  - technologische Besonderheiten,
  - Gefahrenpotenziale.
3. Speichereigenschaften mit Einfluss auf die Netzanbindung:

---

<sup>83</sup> Durch das zeitgleiche Laden von Elektrofahrzeugen können im Stromnetz Leistungsspitzen verursacht werden. Um diese zu vermeiden, ist es erforderlich, die Elektrofahrzeuge nicht direkt nach dem Anstecken, sondern gezielt – z.B. zu Zeiten mit hoher Photovoltaik (PV)-Erzeugung zu laden. Dazu ist ein intelligentes Lademanagement erforderlich, welches das Laden der aktuell am Netz befindlichen Elektrofahrzeuge so koordiniert, dass der Ladevorgang in Zeiten hohen Stromangebots verschoben wird. Dadurch wird es möglich, einen deutlich höheren Anteil des regional erzeugten Stroms direkt vor Ort zu nutzen.

- Spannungsebene bzw. Gasdruckebene (ähnlich wie bei EE-Anlagen gilt für Speicher, dass die Anbinde-Netzebene mit der Speichergröße steigt),
- Qualitätsanforderungen der Ein-/Auspeisung,
- Mengen- und Preisunterschiede von Angebot und Nachfrage in den Netzebenen.

Hinzu kommen speicher- bzw. technologiespezifische Standortfaktoren. Je nach ein- und ausgespeiseter Energie kann es erforderlich sein, einen Speicher entweder am Erzeugungs- oder am Verbrauchsort zu errichten, da sich die Verluste beim Transport von Strom, Gas und Wärme unterscheiden. Auch der Fläche, die für die Errichtung eines Speichers benötigt wird, ist von der Speicherart abhängig und beeinflusst die Wirtschaftlichkeit und die Standortwahl, Tabelle 12<sup>84</sup>.

Auch für neu entstehende Entsorgungsaufgaben werden Infrastrukturen benötigt: Beispielsweise kann der Aufbau und der Betrieb von Speichern aus ausgedienten Fahrzeugbatterien deren Zweitnutzung in einem stationären Batteriespeicher unterstützen /48/, bevor sie endgültig entsorgt werden. Sinnvoll ist hierfür die Kombination eines Speicherstandortes mit einem Entsorgungsstandort.

Tabelle 12: Flächenbedarf von Energiespeichern in M-V (Beispiele)

Lfd. Nr.	Bezeichnung	Fläche in ha	Erläuterung
1	Erdgasspeicher Moeckowberg	0,3	eingezäuntes Areal
2	Erdgasspeicher Kraak	3,3	eingezäuntes Areal
3	Batteriespeicher Schwerin-Lankow	1,1	eingezäuntes Areal, mit Netzanschlussanlage
4	Wärmespeicher Schwerin-Pampow	0,3	Speicher mit Nebenflächen
7	Wärmespeicher Greifswald	0,1	Speicher mit Nebenflächen
5	Biomethananlage Stralsund	6,4	eingezäuntes Areal
6	Biomethananlage Groß Kelle	2,1	eingezäuntes Areal, o. benachbarte Stallanlage
8	Biogaspark Penkun	27	Energieanlagen - eingezäuntes Areal
9	RH2-Anlage Grapzow	0,4	eingezäuntes Areal, ohne WEA-Flächen
10	Speicher Neubrandenburg	0,2	Speicher mit Nebenflächen

## 10.2 Standortvorschläge - Kurzbeschreibung potenzieller Speicherstandorte

Der regionale Bedarf an größeren Speichern und dafür geeigneten Standorten hängt von mehreren Faktoren ab. Im Strombereich wird der Speicherbedarf z.B. umso höher sein, je stärker die energetische Infrastruktur ausgebaut ist, d.h. je größer der Bestand an Energieanlagen und Netzen ist. Im Erdgasbereich entsteht Speicherbedarf im Zusammenhang mit überregionalen Transportknotenpunkten

<sup>84</sup> Bei den angegebenen Flächen ist zu berücksichtigen, dass sie nicht ausschließlich durch die Speicherart und -technologie, sondern auch durch die jeweiligen Standortgegebenheiten bedingt sind.

und -netzen. Im Wärmebereich ist der Speicherbedarf vom Gebäudebestand, von der Art ihrer Beheizung und hier insbesondere von der Anzahl und Größe vorhandener Wärmenetze ab. Zudem entsteht Speicherbedarf mit steigender Nutzung erneuerbarer Energien und mit der Sektorenkopplung. In Vorpommern ergibt sich wegen der ausgebauten Energienetze nicht nur Bedarf an Speicherstandorten, sondern zugleich auch ein großes Potenzial. Zum einen verfügt die Region über einen Bestand an verschiedenartigen Energiestandorten. Zum anderen ist die Region ein für die Energieversorgung Europas bedeutsamer Energieumschlagplatz. Sie ist gerade deshalb auch mit Standorten ausgestattet, die Energienetze und -anlagen mit hoher Übertragungs- bzw. Umschlagkapazität bündeln und die weiter ausgebaut werden (Abschnitt 2.2).

Neben den bereits vorhandenen Speicherstandorten haben weitere Standorte Potenziale für die Ansiedelung von Speichern, darunter auch solche, an denen sich Strom- und Gasnetze überschneiden. Folgende Standorte werden vorgeschlagen, Abbildung 28:

Potenzielle Speicherstandorte für die Sektorenkopplung Strom – Wärme:

1. Für die Errichtung von *power to heat*-Speichern kommen die Standorte in Betracht, an denen bereits größere Wärmenetze vorhanden sind. An diesen Standorten können die in Tabelle 13 abgeschätzten elektrischen Leistungen installiert und ggf. auch als zuschaltbare Lasten genutzt werden (Spalte 3 der Tabelle). Sofern die Anlagen um Wärmespeicher ergänzt werden, können die elektrischen Leistungen etwas größer ausfallen (Spalte 4 der Tabelle).

Tabelle 13: Elektrische Leistung von *power to heat*-Speichern in Vorpommern /6/

Lfd.Nr.	Fernwärmesystem	E-Kessel [MW]	E-Kessel inkl. Speicher [MW]
1	2	3	4
1	Greifswald, Hansestadt	5	9
2	Stralsund, Hansestadt	4	7
3	Wolgast, Stadt	1	2
4	Sassnitz, Stadt	1	2
5	Anklam, Stadt	1	1
6	Pasewalk, Stadt	1	1
7	Grimmen, Stadt	1	1
8	Ribnitz-Damgarten, Stadt	1	1
9	Ueckermünde, Stadt	1	1
Summe		16	25

In Ribnitz-Damgarten existieren zwei kleinere Nahwärmenetze, die jeweils mit einem BHKW gespeist werden. Die UWD Ueckermünder Wärmeversorgung & Dienstleistungsgesellschaft mbH versorgt das Wohngebiet Gartenstadt Ueckermünde Ost mit Fernwärme. In zwei Heizwerken wird Fernwärme mit einer Gesamtleistung von derzeit etwa 2600 kW produziert und somit insgesamt ca. 851 Haushalte mit komfortabler Fernwärme beliefert.



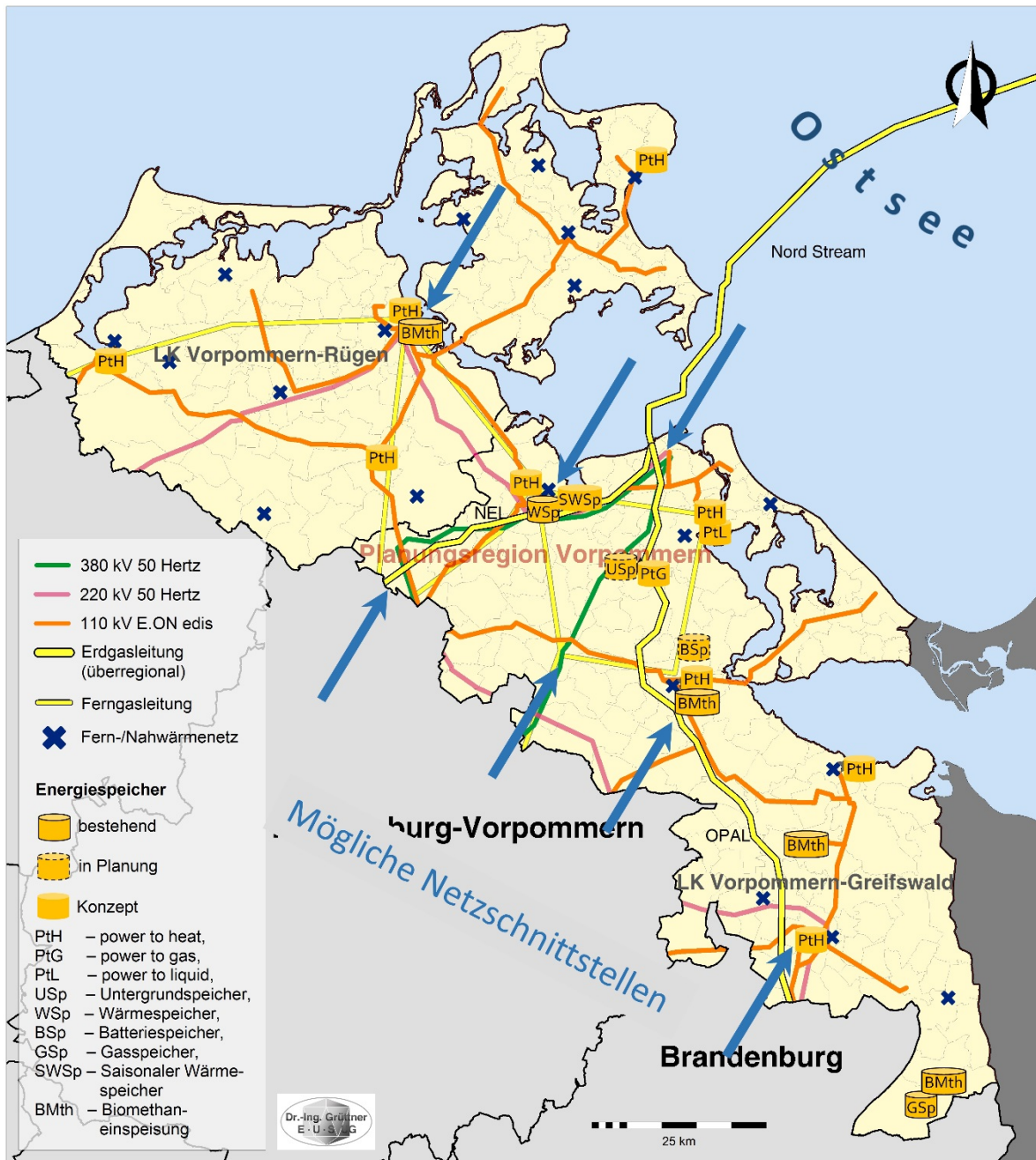


Abbildung 28: Speicherstandorte in der Region Vorpommern

Potenzielle Speicherstandorte für die Sektorenkopplung Strom – Gas:

2. Als Standort für ein *power to gas*-Speichersystem wird Lubmin vorgeschlagen. Das System sollte einerseits in Verbindung mit dem geplanten Erdgas-Langzeitspeicher in Moeckowberg stehen, um dort einspeichern zu können. Eine weitere Verbindung für Einspeisungen kann zu den am Standort vorhandenen bzw. geplanten Gasleitungen hergestellt werden. Die Anlage sollte andererseits im näheren Umfeld von Stromerzeugungsanlagen liegen, z.B. in der Nähe zu einem der dort vorhandenen größeren Windparks. Eine mögliche CO<sub>2</sub>-Quelle ist das E.on-Erdgaskraftwerk.

3. Als weitere Standorte für *power to gas*-Speichersysteme zur Erzeugung von erneuerbarem Methan werden Stralsund und Greifswald vorgeschlagen (u.a. wegen der Nachbarschaft zu geeigneten CO<sub>2</sub>-Quellen).

Potenzielle Speicherstandorte für die Sektorenkopplung Strom – Mobilität:

4. Eine *power to liquid*-Anlage kann als zentrale H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlage mit angeschlossenem H<sub>2</sub>-Speicher ausgeführt werden, die Teil einer künftig in der Region entstehenden H<sub>2</sub>-Tankstelleninfrastruktur ist und ggf. auch Wasserstoff an andere Abnehmer liefert. Voraussichtlich erfordern die Herstellung künftig nachgefragter Kraftstoffe sowohl Wasserstoff als auch Biomasse. Daher ist ein Standort zu bevorzugen, an dem sich bereits eine Produktionsanlage für Biokraftstoffe befindet und der durch die H<sub>2</sub>-Erzeugung profiliert werden kann, indem er Wasserstoff- und Biokraftstoffproduktion miteinander verbindet. Die *power to liquid*-Produktion erfolgt in drei Schritten:
  - a. Herstellung von Wasserstoff (Wasserelektrolyse mit EE-Strom),
  - b. Bereitstellung von CO<sub>2</sub> aus erneuerbaren Quellen,
  - c. Synthese zu flüssigen Kohlenwasserstoffen mit anschließender Aufbereitung/Umwandlung zu spezifizierten Zielprodukten.

Durch die in Vorpommern mögliche Standortkombination von können im PBtL-Speichersystem mit hoher Wertschöpfung synthetische Kraftstoffe aus Biomasse erzeugt und exportiert werden.

Potenzielle Standorte sind Lubmin, Anklam und Wolgast.

Weitere potenzielle Speicherstandorte:

5. Als Standorte für zuschaltbare Lasten bieten sich die Eisengießerei Torgelow sowie größere Kühlhäuser wie das Handelskühlhaus Aldi Nord in Jarmen zur Prüfung an. Weiterhin ist die Ansiedlung eines Rechenzentrums in der Region Vorpommern denkbar.
6. Als Standort für die saisonale Wärmespeicherung bietet sich z.B. Greifswald an: Dort existieren bereits erste Überlegungen, eine größere Solarthermie-Anlage zu errichten und zur Wärmeeinspeisung an das Fernwärmenetz anzubinden.
7. Als Standort für einen großen Batteriespeicher, der netzdienlich betrieben wird, kommen alle Gemeinden in Betracht, die ein großes Verhältnis von Stromerzeugung zu Stromverbrauch aufweisen und die über eine geeignete Anbindung an das Stromnetz verfügen. Dies sind insbesondere die Gemeinden Iven, Völschow, Nadrensee, Bergholz, Neu Kosenow, Stolpe an der Peene, Gremersdorf-Buchholz, Fahrenwalde, Kenz-Küstrow, Trinwillershagen, Medow, Klein Bünzow, Lubmin, Weitenhagen und Penkun (Krackow).

8. Ein weiterer potenzieller Standort für einen größeren Batteriespeicher ist Greifswald, wenn die Stadtwerke Greifswald diesen mit ihrem Gasturbinen-HKW kombinieren<sup>85</sup>
9. Weitere potenzielle Standorte für Batteriespeicher sind größere Verbraucher im Industriesektor sowie Gewerbegebiete (zusammengefasste Verbraucher). Dort angeordnete Batteriespeicher können dazu beitragen, die Strombezugskosten zu reduzieren. Untersucht werden folgende stromkostenintensive Unternehmen: Baltic Distillery GmbH in Dettmannsdorf, Eisengießerei Torgelow GmbH, Euro-Baltic Fischverarbeitungs GmbH und Kreidewerk Rügen GmbH in Sassnitz, Lubmin Oils GmbH, Nordland Mühlen GmbH in Jarmen und die Pagholz Formteile GmbH in Loitz.

Abbildung 29 stellt die wichtigsten der vorgeschlagenen Speicherstandorte noch einmal in ihrem funktionellen Zusammenhang im Gesamtsystem und ihren Netzanbindungen dar.

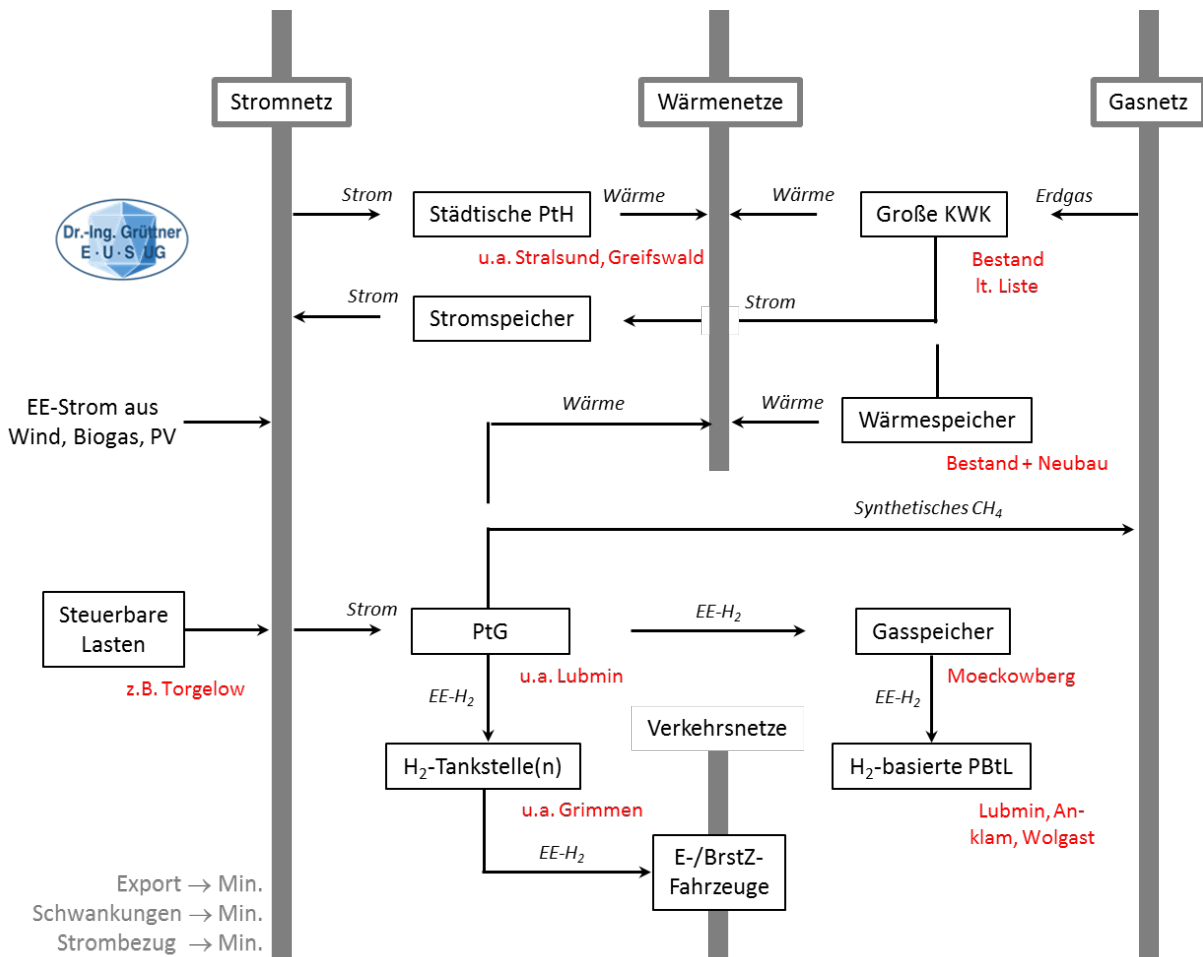


Abbildung 29: Speicherstandorte und Netzanbindung in der Region Vorpommern

<sup>85</sup> Die Möglichkeit einer solchen Kombination wird derzeit in dem bundesweiten Forschungsprojekt Sinteg untersucht – vgl. <https://www.ew-magazin.de/twl-regelkraftwerk/>.

### 10.2.1 *Power to gas*-Speicherstandort Lubmin

Der Standort Lubmin wurde im vorhergehenden Abschnitt als Standort für ein *power to gas*-Speichersystem vorgeschlagen. Dieser Standort ist für ein solches System geeignet, weil dort bereits umfangreiche Infrastrukturen vorhanden sind (vgl. auch Abschnitt 2.2):

- mehrere Netzebenen umfassende Stromnetze und Umspannwerke,
- Anlandepunkt für Nord Stream und zukünftig auch für Nord Stream 2,
- Startpunkt für die NEL, für die OPAL und ggf. zukünftig auch für die EUGAL,
- Standort einer KWK-Energieerzeugung (Erdgaskraftwerk E.on),
- Standort mit größerem Wärmebedarf (EWN und produzierende Unternehmen)
- erneuerbare Stromerzeugungsanlagen in der näheren Umgebung (Windparks, Biogasanlagen).

Das System kann neben Wasserstoff auch erneuerbares Methan erzeugen und einspeisen. Eine mögliche CO<sub>2</sub>-Quelle ist das E.on-Erdgaskraftwerk. Potenzielle Abnehmer für die bei der Gaserzeugung entstehende Wärme sind am Standort vorhanden, z.B. die *Energiewerke Nord GmbH* (EWN) und die *Deutsche Ölwerke Lubmin GmbH*.

Das System sollte einerseits in Verbindung mit dem geplanten Erdgas-Langzeitspeicher in Moeckowberg stehen, um dort einspeichern zu können. Eine weitere Verbindung für Einspeisungen kann zu den am Standort vorhandenen bzw. geplanten Gasleitungen hergestellt werden. Die Anlage sollte andererseits im näheren Umfeld von Stromerzeugungsanlagen liegen, z.B. in der Nähe zu einem der dort vorhandenen größeren Windparks. Aller relevanten Komponenten des Speichersystems sind somit in einem Umkreis von höchstens 15 km vorhanden.

Abbildung 30 zeigt das Konzept für ein *power to gas*-Speichersystem am Standort Lubmin. Eingezeichnet sind neben den wichtigsten Strom- und Gasnetzen der Standort des geplanten Unterspeichers in Moeckowberg sowie zwei nahegelegene Windparks. Außerdem sind vier potenzielle Standorte für die *power to gas*-Anlage. Ein Standort kann der Energie- und Technologiepark Lubmin selbst sein. Als weitere Standorte kommen die NEL-Erdgastrasse, der Unterspeicher sowie ein zentraler Standort in Betracht, der annähernd gleich große Distanzen zu den erforderlichen Netzanbindungen aufweisen kann.

Das Speicherkonzept ist konzeptionell durch *power to liquid*-Speicherpfade erweiterbar. Die am Standort Lubmin angesiedelten Unternehmen *Deutsche Ölwerke Lubmin GmbH* und *Lubmin Oils GmbH* können als Produktionsstandorte für wasserstoffbasierte Kraftstoffe ausgebaut werden. Das zuvor beschriebene *power to gas*-Speichersystem kann den dafür erforderlichen Wasserstoff sowie ggf. benötigte Prozesswärme bereitstellen.

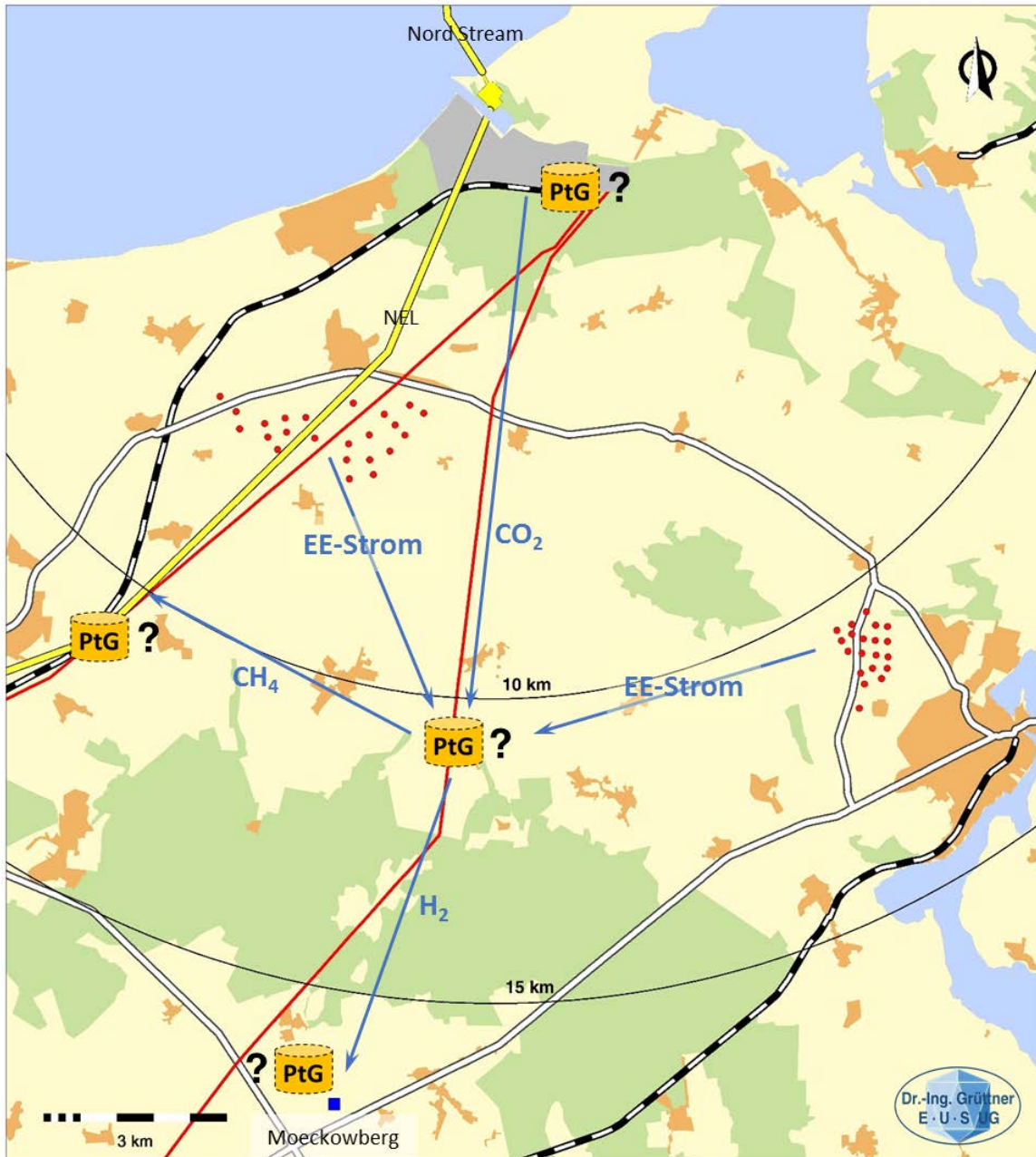


Abbildung 30: *power to gas*-Speichersystem Lubmin - Konzept

### 10.2.2 *Power to gas*-Speicherstandort Wolgast

Der Standort Wolgast wurde in Abschnitt 10.2 als Standort für ein *power to liquid*-Speichersystem vorgeschlagen. Das Konzept für dieses System beinhaltet die Errichtung einer PBtL-Anlage oder die Erweiterung einer vorhandenen Anlage in Wolgast (die derzeit stillgelegte Ölmühle Wolgast). Die Anlage kann mit Biomasse aus der Umgebung beliefert werden, um unter Nutzung von EE-Strom aus den umliegenden EE-Anlagen und von CO<sub>2</sub> – z.B. vom Erdgaskraftwerk Lubmin oder von der Biogas-

anlage Wolgast hochkalorige Fischer-Tropsch-Kraftstoffe herzustellen. Diese können über die vorhandenen Logistik-Infrastrukturen an regionale Abnehmer (Tankstellen) sowie für den überregionalen Absatz ausgeliefert werden. Abbildung 31 zeigt das die wesentlichen Komponenten für das Konzept des *power to liquid*-Speichersystems Wolgast. Der Untergrundspeicher Moeckowberg kommt in diesem Fall als Wasserstoff-Speicher in Betracht. Auch eine Elektrolyse-Anlage kann dort angeordnet sein. Das Konzept kann prinzipiell auch an den Standorten Anklam und Lubmin angesiedelt werden (Abschnitt 10.2.1).

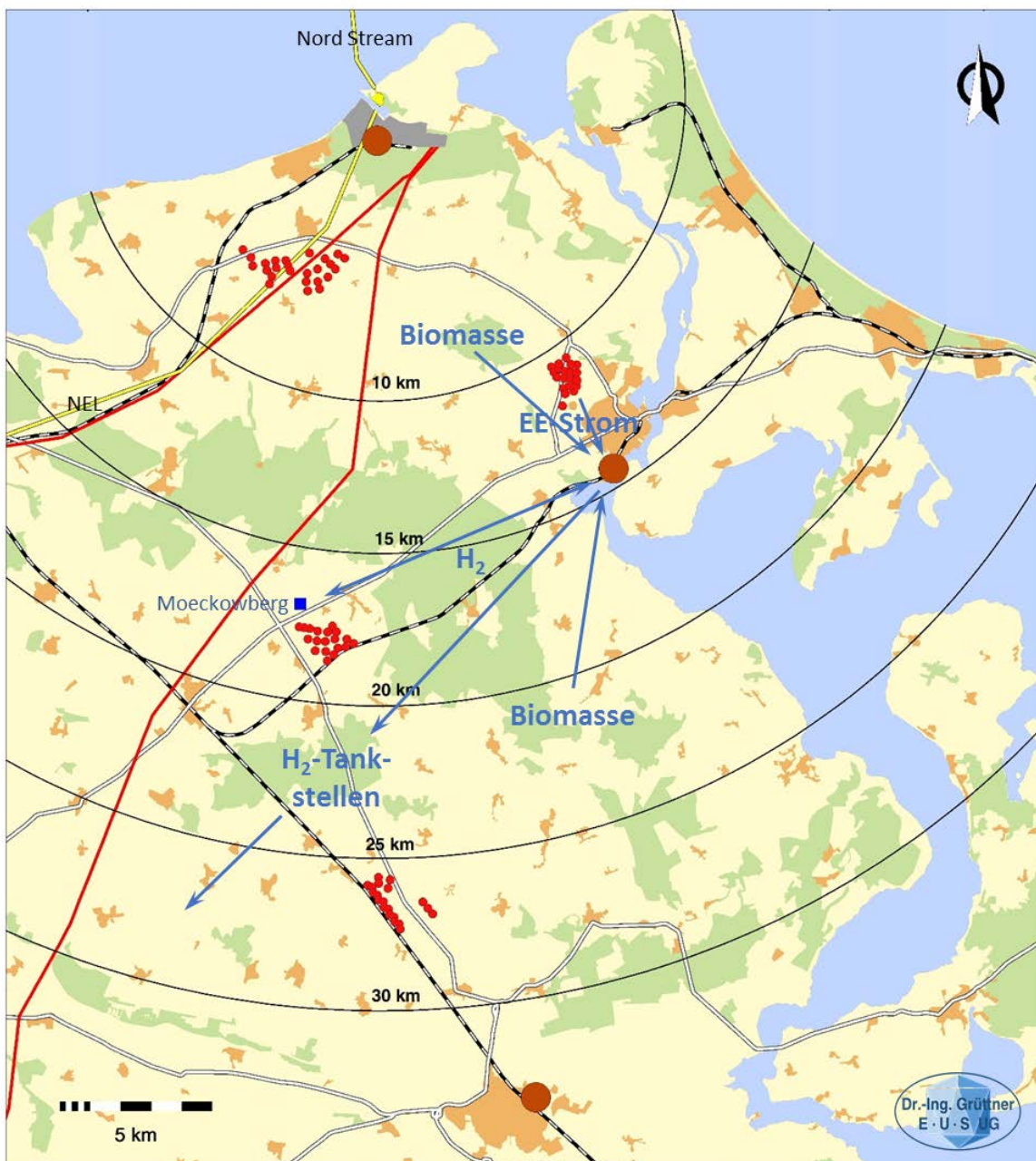


Abbildung 31: *power to liquid*-Speichersystem Wolgast - Konzept

### 10.3 Vorschläge für eine Speicher-Standortpolitik

Eine Standortpolitik für Energiespeicher muss einerseits mittel- und langfristige Ziele setzen und andererseits die zu ihrer Erreichung einsetzbaren Mittel und Methoden definieren. Dabei geht es u.a. wegen der Langlebigkeit und wegen des oft hohen Kapitalbedarfs von technischen Infrastrukturen um eher langfristige Zielpfade und Prozesse, deren zentrale Stoßrichtung der Vortrieb der Energiewende und die nachhaltige Entwicklung der regionalen Wirtschaft sind. Sind diese Stoßrichtungen der zukünftigen Standortentwicklung festgelegt, sind sie entsprechend zu kommunizieren.

Dabei handelt es sich auch um Aufgaben, die zumindest teilweise der regionalen Wirtschaftsförderung zuzuordnen sind. Allerdings wäre sie wegen der beschriebenen Planungsansprüche und Raumwirkungen von Energiespeichern allein ggf. überfordert. Hier erscheint vielmehr eine enge Kooperation zwischen Wirtschaftsförderung und Regionalplanung (sowie weiteren Akteuren) notwendig.

Weil es bedeutsam ist, dass relativ schnell erste bzw. weitere Erfolge erzielt werden, sollte die Standortpolitik für Energiespeicher sich in Vorpommern auch auf solche Standorte beziehen, die solche Erfolge versprechen. So sind einige der vorgeschlagenen Speicherstandorte für *power to heat*-Anlagen bereits vorbereitet, z.B. bei den Stadtwerken Greifswald. Oder sie lassen sich relativ leicht durch die betreffenden Energieunternehmen auf unternehmenseigenen Flächen entwickeln.

Für andere Speichersysteme und dafür geeignete Standorte besteht dagegen Entwicklungsbedarf besonders dann, wenn diese aus mehreren Standorten bestehen (können). Das betrifft z.B. die vorgeschlagenen Speicherstandorte zur Sektorenkopplung Strom – Mobilität, weil hierfür u.a. neue Anlagen zu errichten sind, für die erst Betreiber zu finden sind oder die nur zum Teil auf den Betriebsflächen vorhandener Unternehmen angesiedelt werden können.

Schließlich sollten weitere Standorte gezielt entwickelt werden, die zukünftig standortsuchenden Unternehmen für die Errichtung von Speichern vorgeschlagen werden können, z.B. Standorte für *power to gas*-Speichersysteme, für saisonale Wärmespeicher – ggf. an neu zu errichtende Nahwärmenetze geknüpft – oder auch für Batteriegroßspeicher.

Eine regionale Speicher-Standortpolitik kann sich auf die beiden Standortkategorien mit Entwicklungsbedarf und dort besonders auf die nachfolgend genannten Bereiche konzentrieren.

Aufgrund der unterschiedlichen Speichergrößen kann eine Unterteilung von Speichern in solche mit und ohne Raumrelevanz vorgenommen werden. Raumrelevant und daher Gegenstand der Raumordnung sind insbesondere große Speicher, wenn sie viel Fläche verbrauchen, eigene bzw. neue Trassen für die Netzanbindung benötigen, weitere Raumwirkungen entfalten oder im Wettbewerb zu anderen Raumnutzungen stehen.

Aber auch kleine Speicher können für die Raumordnung bedeutsam und daher ebenfalls Bestandteil einer regionalen Speicherstrategie sein. Etwa wenn sie in großer Zahl installiert werden und aufgrund

ihrer großen Zahl eine Gesamtgröße erreichen, die raumrelevant wird (z.B. weil dadurch der Ausbaubedarf an Netzen und neuen Leitungstrassen kleiner ausfällt). Hier sind etwa sog. Schwarmkonzepte für kleine PV-Stromspeicher zu nennen.

#### Standortmanagement/Standortentwicklung

Hierfür bietet sich der Aufbau eines Informationssystems für potenzielle Speicherstandorte an – mit Standortfaktoren und Akteuren, Informationen zur regionalen Flächenverfügbarkeit, baurechtlichen Kategorisierung, Preisen, Größenangaben (Nettobaufläche, größte verfügbare Fläche), Erschließungshinweisen technischer (Gas-, Wasser- und Stromversorgung) oder verkehrlicher Art (Entfernung zur Autobahn, zur Bahn oder zum Flughafen) sowie mit Lagebildern/Luftaufnahmen. Die Erfassung dieser Daten dient dazu, bei Anfragen durch bestehende oder standortsuchende neue Unternehmen aussagekräftige Standortexposés kurzfristig zur Verfügung stellen zu können. Dieses Informationssystem sollte durch eine Energiespeicher-Datenbank unterstützt werden, welche die bereits vorhandenen Energiespeicher sowie in Planung befindliche Speicher verzeichnet und in wesentlichen Speicher- und Standortdaten charakterisiert. Eine solche Datenbank sollte in Verbindung mit einem Speicheratlas stehen (wie ihn z.B. das Energieministerium entwickelt).

Ein weiterer Bestandteil dieses Informationssystems kann eine Unternehmensdatenbank sein: Sie kann neben den lokalen und regionalen Energieunternehmen und Betreibern von Energieanlagen Hersteller, Planungs- und Bauunternehmen von Energiespeichern sein. Inhalte der Datenbank können neben den Hauptgeschäftsfeldern angebotene Leistungen und Produkte, Kernkompetenzen, Zertifizierungen u.ä. sowie ein Kontaktbereich sein.

#### Infrastrukturmanagement

Die Einbeziehung von materiellen Infrastrukturen in eine regionale Speicher-Standortpolitik ist notwendig, weil diese generell ein Kriterium der Attraktivität einer Region sind.

Die an potenziellen Speicherstandorten vorhandenen Infrastrukturen und andere Gegebenheiten können erfasst und auf ihre Nutzbarkeit für Energiespeicher analysiert werden (z.B. in Form von STEEP-Analysen<sup>86</sup>). Im Ergebnisse können ggf. vorhandene Defizite dieser Infrastrukturen identifiziert oder für die Ansiedelung von Energiespeichern wünschenswerte Infrastrukturerweiterungen erkannt werden. Diese können durch Befragungen von Unternehmen gestützt und überprüft werden, die im Bereich der Energiespeicherung tätig bzw. davon betroffen sein könnten. Die daraus resultierenden Schlussfolgerungen können in Entscheidungen einbezogen werden, die ggf. bei dem Ausbau, bei der Erweiterung oder bei der Überholung der vorhandenen Infrastrukturen zu treffen sind.

---

<sup>86</sup> STEEP steht für Sociological (sozio-kulturell), Technological (technologisch), Economic (ökonomisch), Environmental (ökologisch) und Political Change (politisch). Es handelt sich um eine Analyse externer Faktoren mit einem (potenziellen) Einfluss auf den Untersuchungsgegenstand, den hier Energiespeicher bilden /21/.



### Flächen(- und Immobilien)management

Da ein hinreichend großes Angebot an für Unternehmen nutzbaren Flächen und Immobilien bedeutsam für die wirtschaftliche Entwicklung einer Region ist, bedarf es eines Flächen- und Immobilienmanagements für potenzielle Speicherstandorte. Dieses Management muss nach Eigentümerstrukturen differenzieren (Flächen und Immobilien in privatem oder kommunalem, Bundeseigentum), da sich der jeweilige Umfang, die vorhandenen Daten und Informationen und auch die Möglichkeiten des Besitzerwechsels für potenzielle Speicheransiedlungen unterscheiden.

Ähnlich wie Windeignungsgebiete für Windenergieanlagen kann für Energiespeicher eine Standortkategorie definiert werden, die z.B. Standorte für Batteriespeicher oder für Speichersysteme zur Sektorenkopplung beschreibt. Für diese sind dann regionalplanerische Kriterien festzulegen, z.B. die Nähe zu Schnittstellen von Strom-, Gas und Wärmenetzen. Anhand dieser Kriterien sind schließlich geeignete Standorte zu identifizieren („Weißflächenkartierung“) und auszuweisen.

An diesen Standorten vorhandene Objekte, z.B. Immobilien oder Anbindungen an die Verkehrsinfrastruktur können erfasst und beschrieben werden, so dass Träger von Speichervorhaben diese in ihre Standortentscheidungen einbeziehen und Investitions- oder Baukosten senken können. Solche Informationen können z.B. speicherrelevante Eigenschaften von Immobilien wie Gewerbegebäude oder Lagerhallen erfassen, die leer stehen oder bei denen eine Nutzungsveränderung bzw. -aufgabe bevorsteht.

Darüber hinaus lassen sich für eine Speicher-Standortpolitik weitere Vorschläge angeben:

**Akteure bündeln:** Um die Entwicklung der Energiespeicherung in der Region zu unterstützen, können Interessengemeinschaften initiiert werden, z.B. in Form einer Arbeitsgruppe des Regionalen Energiebeirates. Mitwirkende Akteure können z.B. die regionalen Energieunternehmen – Netzbetreiber und Stadtwerke – sowie Genehmigungs- und Umweltämter der beiden Landkreise und der Städte des gemeinsamen Oberzentrums sein.

Solche Foren können in Kooperationen münden, die z.B. Batteriespeicher in Gemeinden mit großem Stromüberschuss (insbesondere aus Windenergie) errichten können, um die Stromnetzbelastung in bestimmten Gebieten gezielt zu verringern. Ein solches Projekt könnte die Edis AG in Kooperation mit anderen Unternehmen realisieren. Eine mögliche Alternative besteht in dem Zusammenschluss von verschiedenartigen Unternehmen in einer Projektgesellschaft, z.B. Energieunternehmen und Batteriehersteller. Ein Beispiel für einen solchen Zusammenschluss ist die Projektgesellschaft Allgäuspeicher<sup>87</sup>.

---

<sup>87</sup> Die Projektgesellschaft Allgäuspeicher GmbH übernimmt den Betrieb des ersten Großbatteriespeichers im Allgäu. Er soll über eine Leistung von ca. 1 MW und eine Kapazität von 1,25 MWh verfügen. Solche Großbatteriespeicher arbeiten aufgrund ihrer schnellen Reaktionszeiten in der Netzstabilisierung (Frequenz) sehr

Die Energiespeicherung sollte aufgrund ihrer Raumwirkungen als ein auszubauender Bestandteil der Fachplanung Energie aufgefasst werden. Ähnlich wie ein Abfallwirtschafts- oder ein Tourismuskonzept kann das Regionale Speicherkonzept periodisch fortgeschrieben werden. Ein solches Konzept sollte auch in enger Verbindung mit anderen Themenfeldern stehen. Es sollte die hier benannten regionalen Ziele von Energiespeichern – z.B. Begrenzung des Netzausbaus, Forcierung der Wärmewende oder verstärkte vor Ort-Nutzung erzeugten EE-Stroms – mit diesen Themenfeldern abgleichen und fortentwickeln.

Bestandteil der regionalen Speicher-Standortpolitik kann auch ein Konfliktmanagement sein, welches frühzeitig auf erkennbare Raumnutzungskonflikte reagiert und zur Entwicklung von Lösungen für Konflikte mit anderen Planungen beiträgt (z.B. räumliche Gesamtplanung, Naturschutz – unter Nutzung des Gegenstromprinzips als Abstimmungsverfahren).

Ein weiterer Schwerpunkt der regionalen Speicher-Standortpolitik sollten Akzeptanzprobleme sein, die bei bestimmten Speicherarten oder -standorte auftreten können. Wie Erfahrungen auch in Vorpommern zeigen, können in der Bevölkerung, aber auch in der örtlichen Politik, bei bestimmten Wirtschaftsbranchen wie der Tourismuswirtschaft sowie bei Umweltschutzverbänden ggf. erhebliche Widerstände gegen Energieprojekte auftreten: Betroffene sollen „zugunsten eines gemeinschaftlichen Nutzens auf persönliche Annehmlichkeiten verzichten und eine (empfundene oder tatsächliche) Verschlechterung ihrer Lebenssituation akzeptieren. Mögliche Ursachen für eine geringe Akzeptanz der Bevölkerung gegenüber Energieanlagen können z.B. die Angst vor Emissionen, vor Störfällen, vor diffusen Schadstoffemissionen oder vor zusätzlichen Verkehrsbelastungen sein, die zu einem Wertverlust ihrer Immobilien, zu einer Beeinträchtigung der wertvollen Natur und Landschaft – und damit im Zusammenhang stehend – zu einer Minderung ihrer Attraktivität für den Tourismus, ihrer Wertschöpfung und ihrer Einkommensperspektiven. Aktivitäten zur Akzeptanzsteigerung können an mehreren Punkten ansetzen, z.B. durch ein ortsangepasstes Design der technischen und baulichen Anlagen, durch strengere Grenzwerte, durch einen Lastenausgleich oder durch die Versachlichung von Diskussionen<sup>88</sup>.

---

effizient, während die Steuerung von großen Kraftwerken mehr Zeit erfordert und zudem auch kostenintensiver sein kann (<https://www.ew-magazin.de/erster-grossbatteriespeicher-soll-stromnetz-im-oberallgaeu-stabilisieren/>).

<sup>88</sup> Proteste kommen besonders auch dann auf, wenn die Planung und Genehmigung einer Anlage in der öffentlichen Wahrnehmung als intransparent eingeschätzt werden. Die Akzeptanz von Anlagen kann erheblich von der Gestaltung der formellen und informellen Öffentlichkeitsbeteiligung vor und während der Genehmigungsverfahren abhängen (z.B. in Form von formellen und informellen Beteiligungsverfahren oder durch Aufklärung über die Technik und ihre Zwecke).

## 10.4 Empfehlungen für Speicherstandorte und Netzintegration

Für die Entwicklung und Errichtung von Energiespeichern und für deren Netzintegration können mehrere Empfehlungen gegeben werden. Eine erste Empfehlung betrifft die **Erweiterung bestehender Programmsätze** oder die Einführung neuer Programmsätze und Regelungen im Kapitel 6.5 Energie des RREP der Region. Sie zielen auf die Beförderung der Sektorenkopplung in der Region ab. Dafür sind zum einen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten erforderlich und zum anderen Standorte, die für Pilot- und Demonstrationsvorhaben geeignet sind. Eine Erweiterung wird im Zusammenhang mit dem Energie- und Technologiestandort Lubmin empfohlen<sup>89</sup>, der für nicht auf Kernspaltung beruhende Energieerzeugung zu sichern und auszubauen ist:

*„Vorhaben zur Sektorenkopplung auf Basis von Erneuerbaren Energien sind in geeigneter Weise zu unterstützen.“*

Die Begründung sollte besonders auf Defizite der Energiewende in solchen Bereichen wie Wärme, Verkehr, Gasversorgung abstellen und deren Hauptgründe benennen, z.B. regulatorische Hemmnisse. Zugleich sollte sie auf die Potenziale der Sektorenkopplung zu ihrer Minderung hinweisen. Dabei können die Bestrebungen von im Land ansässigen Planungsunternehmen angesprochen werden, in konkreten Ansätzen das volatile EE-Energieangebot mit Nutzungsmöglichkeiten in verschiedenen Sektoren zu verbinden und dazu auch die Zwischenspeicherung zu nutzen. Dabei sollte vorzugsweise die Windenergie genutzt werden, da sie die erforderlichen Leistungen bereitstellen kann<sup>90</sup>:

*„Die Ausnahmefälle gem. 6.5 (7) Satz 6 umfassen auch solche Gesamtsysteme bestehend aus Erzeugung durch WEA, Umwandlung und ggf. Speicherung, wenn die WEA nachweislich als Stromquelle in einem Pilotvorhaben zur Sektorenkopplung im Umfeld des Energiestandortes Lubmin dienen.“*

Die Begründung hierfür könnte vorschlagen, den Standort Lubmin zu einem Kompetenzzentrum für die Sektorenkopplung weiterzuentwickeln, da der Begriff der „Energieerzeugung“ im Sinne der Sektorenkopplung als Gesamtsystem unter Einbeziehung von Umwandlung und ggf. Speicherung zu verstehen ist. Die dafür notwendigen erneuerbaren Energieanlagen können in einem begrenzten Umkreis von ca. 25 km um den Standort angeordnet werden.

Zu empfehlen ist zweitens die Aufnahme der Speicherthematik in Form von **neuen Programmsätzen**. Sie sollen – über die Ziele der Energiespeicherung hinaus – zur Erreichung weiterer wichtiger regionaler Ziele beitragen. Deshalb liegt ihnen ein Kompensationsansatz zugrunde, der davon ausgeht, dass die ggf. von den Energieanlagen ausgehenden Raumwirkungen zur Minderung anderer Raumwirkungen führen. Solche Programmsätze bedürfen einer sehr genau überlegten Formulierung, damit sie

<sup>89</sup> Dieser Vorschlag wurde von der Enertrag AG im Rahmen der Gespräche unterbreitet, deren Ergebnisse in Abschnitt 8 beschrieben sind.

<sup>90</sup> Die Region verfügt auch über günstige Solarstrahlungsbedingungen. Das RREP orientiert vorrangig auf PV-Anlagen, die auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden bzw. auf versiegelten Standorten wie Konversionsflächen aus wirtschaftlicher oder militärischer Nutzung errichtet werden /13/.

hinreichend bestimmt sind und so gewährleistet ist, dass die angestrebten Effekte – und möglichst nur diese – erreicht werden (können). Die folgenden, ggf. in einer weiterführenden Untersuchung zu präzisierenden Formulierungen sollen deshalb nur die Stoßrichtung dieser Kompensationsansätze verdeutlichen:

„Für den Ausbau der Sektorenkopplung sind WEA ausnahmsweise zulässig, wenn ...“:

- a. Speicher in Verbindung mit WEA gegen Klimabelastung und fossilen Energieimport:  
„... deren Strom vorrangig in Anlagen zur Herstellung von Energieträgern eingesetzt wird, um fossile Energieträger substituieren.“
- b. Speicher in Verbindung mit WEA gegen Netzausbau (und dessen Raumwirkungen):  
„... deren Strom vorrangig in Anlagen fließt, welche die Netzbelastungen und den Stromnetzausbau reduzieren.“
- c. Speicher in Verbindung mit WEA gegen Abregelungen<sup>91</sup> (durch den Aufbau neuer Stromanwendungen wie der Elektromobilität):  
„... deren Strom ausschließlich in Anlagen fließt, die die Energieversorgung vor Ort dienen und so den Anteil selbstgenutzten EE-Stroms erhöhen.“
- d. Speicher in Verbindung mit WEA zur Erreichung anderer regional bedeutsamer Zwecke:  
„... deren Strom in besonderen Bedarfssituationen (oder den dabei entstandenen Stromverbrauch kompensierend) entschädigungslosen Strom liefern<sup>92</sup>.“

Solche in der Raumordnung und Regionalplanung getroffene Festlegungen und Entscheidungen können sich unterstützend auf die Ansiedelung bestimmter, ausschließlich mit EE-Strom betriebener Energiespeicher(-technologien) auswirken.

Die Energiespeicherung und die Ansiedelung von Speicherunternehmen sind für die regionale Wirtschaft und für die Regionalentwicklung insgesamt bedeutsam. Daher wird drittens als Bestandteil einer Ansiedlungsstrategie empfohlen, dass die Raumordnung bzw. Regionalplanung im Zusammenwirken mit der Wirtschaftsförderung geeignete Fertigungs- und Erprobungsstandorte für Speicherhersteller und -installateure vorschlägt, z.B. für die Weiterentwicklung von Speichern für Bioenergie, von Kurzzeitwärmespeichern in de-/zentralen Heizsystemen oder von Speicherverfahren in der Elektromobilität. Solche Standorte können in Beziehung zu den beiden Hochschulstandorten Stralsund und Greifswald stehen.

---

<sup>91</sup> Neue WEA vergrößern den Bestand und dessen Stromerzeugung und damit ggf. auch den zukünftigen Umfang von Abregelungen. Da die Errichtung weiterer WEA nicht verhindert werden kann, sollte der Versuch unternommen werden, sie in solche Stromanwendungen zu kanalisieren, die eine Ausweitung von Abregelungen vermeiden.

<sup>92</sup> Eine solche „besondere Situation“ können Hochwasserereignisse sein: Da diese oft mit Starkwind korrelieren, können WEA hier sehr wahrscheinlich netzschonend Strom bereitstellen, der in Entwässerungsanlagen zur Beherrschung solcher Situationen benötigt wird.

## 11. Planungsprozesse für *power to gas*-Speichersysteme

Betrachtet man die Entwicklung der zu planenden Energiesysteme, ergibt sich das Bild einer deutlich steigenden, sich auch im Begriff der Sektorenkopplung spiegelnden Komplexität:

- Bei Windenergieanlagen ist für einen vorgegebenen Standort (Windeignungsgebiet) eine Windenergieanlage zu planen, die möglichst gut zu den Windeigenschaften am Standort passt.
- Bei vielen Speichern, z.B. Batteriespeichern ist ein möglichst leicht erschließbarer Standort zu finden, der freilich die Erfüllung der Speicherfunktion erlauben muss (Lagebeziehung zum Netz).
- Das *power to gas*-Speichersystem kann von der Strom- oder von der Gasseite her betrachtet werden (wenn man die Wärmenutzung zurückstellt). An einen geeigneten Standort sind somit bereits aus der Infrastrukturperspektive hohe Anforderungen zu stellen. Hinzu kommen Systemparameter, die in Wechselwirkungen zum Standort und zu seiner Umgebung stehen.

Mit dieser Komplexität von Parametern und zu erfüllenden Standortanforderungen steigen auch die Zahl der an einer Planung zu beteiligenden Akteure und die Anforderungen an den Planungsprozess. Erste Erfahrungen liegen mit Anlagen vor, die aus einer bereits realisierten Anlage umgestaltet wurden oder die unter günstigen Umständen geplant und realisiert werden konnten. Biogasanlagen wurden zu *power to gas*-Anlagen sind umgestaltet, indem ihre Gasmotoren durch Gasaufbereitungen ersetzt wurden. Andere *power to gas*-Anlagen wurden an städtischen Standorten durch Stadtwerke realisiert, die in allen drei Sparten Strom, Gas und Wärme versorgen und dazu eigene Netze betreiben.

### 11.1 Planungsprozesse für Energieanlagen in der Raum- und Regionalplanung

Die Raum- und die Regionalplanung nutzen für die Erreichung ihrer Ziele verschiedene Instrumente, z.B. Regionale Raumentwicklungsprogramme, Regionalpläne oder regionale Flächennutzungspläne. Sie enthalten u.a. Festlegungen zur anzustrebenden Siedlungs- und Freiraumstruktur, zu raumbedeutsamen Planungen sowie zu Infrastrukturen. Letztere beinhalten zu sichernde Standorte und Trassen sowie Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebiete. Der Planung und Genehmigung von Standorten und Trassen auf der technischen Seite dienen Infrastrukturfachplanungen.

Die bei der Planung entstehenden Pläne dienen der Steuerung und Lenkung von Prozessen der räumlichen Entwicklung. Dazu bündeln und koordinieren sie über einen längeren Zeitraum Maßnahmen, die zur Erreichung definierter Ziele führen. Pläne können behörden- und grundeigentümerverbindlich sein (formell). Darüber hinaus gibt es unverbindliche (informelle) Pläne, die vielfach als dialog- und umsetzungsorientiert angesehen wird. D.h. sie bezieht betroffene Akteure ein und kann Lösungen erreichen, die von diesen akzeptiert werden können. Trotz ihrer Unverbindlichkeit können informelle Pläne Wirkung entfalten, wenn z.B. Behörden deren Inhalte im Rahmen ihres Ermessensspielraumes als sachlich überzeugend werten oder sich die beteiligten Akteure zur Umsetzung selbstverpflichten.

Formelle Planungen sind für materiell-technische Infrastrukturen unumgänglich, weil diese standortgebunden ist und weil die zugehörigen Anlagen oft eine sehr lange Lebensdauer erreichen. Als ein weiteres wesentliches Merkmal kommt ihr Netzcharakter hinzu. Ein wesentlicher Bestandteil dieser Infrastruktur dient der regionalen Energieerzeugung und der Energieversorgung.

Innerhalb der Energieinfrastruktur gewinnen Energiespeicher rasch an Bedeutung, zudem stehen sie in einem engen Zusammenhang zu den räumlich ausgedehnten Energienetzen. Zwar werden die zu erwartenden Anzahlen regionalplanerisch relevanter Energiespeicher nicht die Dimensionen erreichen, die bei Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien, insbesondere bei Windenergieanlagen zu bearbeiten sind. Die Herausforderung besteht hier vielmehr in der Komplexität besonders der *power to gas*-Speichersysteme und den daraus erwachsenden Konsequenzen für die Planung.

## 11.2 Planungsprozess für Energieanlagen bei Vorhabenträgern

Bei der Planung von Energieanlagen werden von dem Vorhabenträger im Allgemeinen folgende Planungsstufen realisiert:

- Vorplanung
  - o Situation vor der Planung der Anlage, Anlass für die Anlage,
  - o Sondierung des politischen und gesellschaftlichen Umfeldes,
  - o Prognosen/Kapazitäten,
  - o Einbindung in/Beziehung zu übergeordneten Konzepten,
  - o Standortsuche und -entscheidung,
  - o Zusammenarbeit mit Gebietskörperschaften, ggf. Kooperation mit anderen Unternehmen
- Technische Anlagenplanung
  - o Anlagentechnik,
  - o Anlagendesign
- Auftragsvergabe
  - o Ausschreibung, Vertrag und Vergabe
- Genehmigungsverfahren
  - o (frühe) Öffentlichkeitsbeteiligung
- Ausführungsplanung
- Weitere Aspekte
  - o räumliche Entwicklung in der Anlagenumgebung,
  - o aktuelle Situation im Versorgungsgebiet,
  - o räumliche (Gesamt-)Planung und Fachplanung Energie,
  - o Instrumente der Raum- und Fachplanung.

Die **Vorplanung** umfasst Überlegungen und Aktivitäten, die zur Entscheidung für ein Vorhaben führen. Dies schließt übergeordnete Aktivitäten ein, z.B. regionalpolitische Diskurse, Kooperationsverhandlungen, erste Abstimmungen mit den Genehmigungsbehörden sowie ggf. Öffentlichkeitsarbeit und Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung<sup>93</sup>. Ein Standort wird gesucht und ausgewählt, wobei der

<sup>93</sup> Weitere Inhalte können sein: Überlegungen zur Anlagengröße, Sammlung von Informationen über das Planungsgebiet, z.B. zu den zuständigen Behörden, Formulierung von Ziele und ggf. auftretenden Problemen, vorläufige Budgetberechnungen, Definition zu beteiligender Personen(kreise).

Vorhabenträger ggf. vorhandene Eigentumsflächen bevorzugt. Zum Vergleich von Alternativen können Gutachten erstellt werden. Abschließend wird eine Standortentscheidung getroffen.

Nach der Standortentscheidung beginnt die **technischen Anlagenplanung**, die der Vorhabenträger selbst durchführt oder an ein externes Unternehmen vergibt. Dabei werden technische Konzepte und Entwürfe von Vorkonstruktionen erstellt, die Anlage ausgelegt und ggf. auftretende Energie- und Stoffflüsse berechnet. Auf dieser Basis werden dann die Kosten- und die Finanzierung geplant.

In der Planungsstufe **Auftragsvergabe** werden die vertraglich abzusichernden Leistungen ermittelt, formuliert, ausgeschrieben und vergeben.

Bereits in der Phase der Vorplanung wird der Vorhabenträger die zuständige Genehmigungsbehörde kontaktieren und diesen Kontakt während des gesamten **Genehmigungsverfahrens** pflegen<sup>94</sup>.

In der letzten Stufe erfolgt die Ausführungsplanung (Bauplanung). Sie beinhaltet die planerische Vorbereitung und Begleitung der Anlagenerrichtung und Inbetriebnahme.

Bereits die Standortwahl und die Auslegung eines vergleichsweise einfachen Wärmespeichers stellen anspruchsvolle Aufgaben dar: Sie müssen eine Vielzahl von Anforderungen erfüllen, besonders wenn sie in ein mit KWK-Anlagen gespeistes Wärmenetz eingebunden werden sollen. Die Rahmenbedingungen für den Speicherbetrieb lassen sich zudem nur zum Teil mit der für Investitionen zu fordernden Sicherheit prognostizieren. Unsicherheiten verbleiben z.B., weil Auslegungsrechnungen nur eine begrenzte Anzahl von typischen Betriebsfällen berücksichtigen kann, die sich im Speicherbetrieb einstellen können. Zudem sind wichtige Parameter wie der zu deckende Wärmebedarf nur näherungsweise bekannt und unterliegen langfristigen Veränderungen, die sich dem Einfluss des versorgenden Unternehmens entziehen, z.B. das Wohnungsbaugeschehen, die Gebäudesanierung und daraus resultierende Wärmebedarfsänderungen. Aus diesen Gründen werden solche Planungs- und Auslegungsverfahren ständig weiterentwickelt und dabei auch den sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen angepasst. Abbildung 32 zeigt eine solche Planungsmethodik für Wärmespeicher in Stadtquartieren, die Unsicherheiten reduzieren soll /2/. Dazu werden Szenarien betrachtet, die wesentliche Einflussgrößen auf die langfristige Entwicklung des Wärmebedarfs berücksichtigen. Noch komplizierter ist die Planung von komplexen Energieanlagen wie Bioraffinerien Anders als fossile Erdölraffinerien, die zumeist aus einem einzelnen Punkt (Rohölzuleitung) versorgt werden, sind Bioraffinerien stark vom in der Fläche bereitgestellten Biomasse-Input abhängig. Daher sind bei einem solchen Planungsproblem Standort, Kapazität und Konfiguration der Anlage voneinander abhängig und müssen simultan festgelegt und optimiert werden /47/: *Erstens* muss aufgrund der regional

---

<sup>94</sup> Einige für den Genehmigungsantrag benötigten Unterlagen und Informationen entstehen bereits bei der Vorplanung, z.B. bei der Standortsuche. Daher kann die Vorbereitung des Genehmigungsantrages bereits mit der ersten Planungsstufe beginnen. Sobald der Antrag vollständig vorliegt, wird er bei der Genehmigungsbehörde eingereicht. Danach schließt ggf. eine Öffentlichkeitsbeteiligung an.

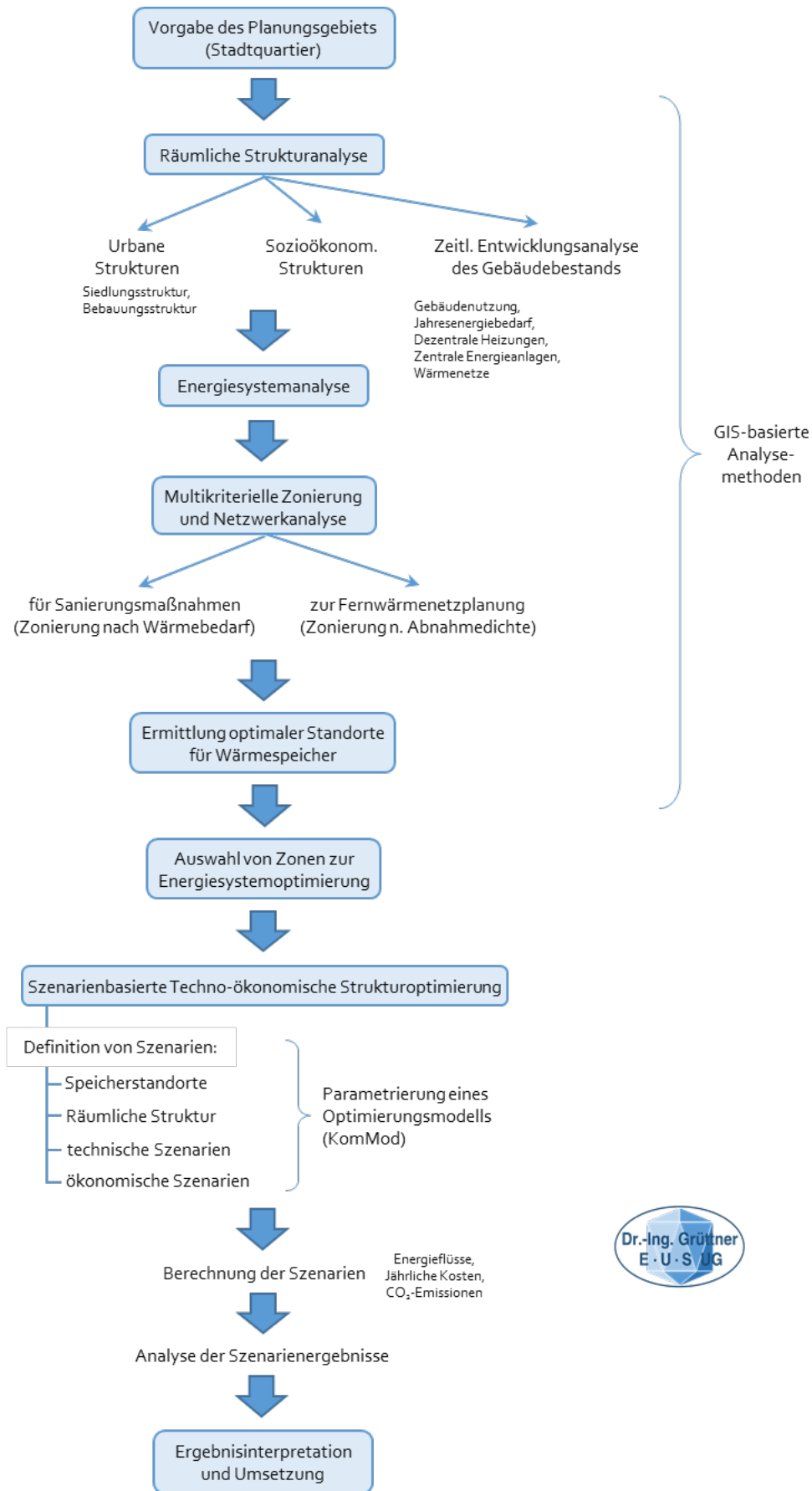


Abbildung 32: Planungsmethodik für Wärmespeicher in Stadtquartieren



variierenden Biomasseverfügbarkeit der Standort geplant werden, da sich dieser direkt auf die Biomassebereitstellungskosten auswirkt. *Zweitens* muss die Kapazität der Bioraffinerie betrachtet werden, da diese ebenso von der regional unterschiedlichen Verfügbarkeit an Biomasse abhängt. *Drittens* wird die Konfiguration einer Bioraffinerie, und damit die Entscheidung darüber, welche Endprodukte in welchen Mengen produziert werden sollen, von der Gesamtkapazität beeinflusst. Da die verschiedenen Produktionseinheiten sehr unterschiedliche Investitionen erfordern, die Endprodukte Erlöse in unterschiedlicher Höhe erzielen und zudem Kuppelproduktion mehrerer Endprodukte vorliegt, kann für eine Bioraffinerie mit einer kleineren Gesamtkapazität eine andere Konfiguration der Produktionseinheiten vorteilhaft sein als für eine Bioraffinerie mit einer größeren Gesamtkapazität. Standort, Kapazität und Konfiguration einer Bioraffinerie stehen also in Wechselwirkung zueinander und müssen daher simultan geplant werden.

Da solche Anlagen Ähnlichkeiten zu *power to x*-Speichersystemen aufweisen, lassen sich die dort entwickelten Planungsansätze zumindest teilweise auf Speichersysteme übertragen.

### 11.3 Spezifik von *power to gas*-Speichersystemen

In den letzten Jahren sind Konzepte für eine ganze Reihe von *power to x*-Speichersystemen entwickelt worden, Abbildung 33. Mit Ausnahme von *power to heat*-Speichersystemen basieren alle Konzepte im ersten Prozessschritt auf der H<sub>2</sub>-Elektrolyse. Sie ist das verbindende Element aller Konzepte und der Elektrolyseur die gemeinsame Schnittstellenkomponente. Der erzeugte Wasserstoff ist universell, d.h. in verschiedensten Endanwendungen einsetzbar:

- als chemischer Grundstoff (Ammoniakproduktion, petrochemische Industrie) und
- als Energieträger in Energiewandlungstechniken - Brennstoffzellen können chemische Energie mit hohem Wirkungsgrad in Strom und Wärme umwandeln. Wasserstoff bietet sich dabei in vielen Fällen als einziger Brennstoff an<sup>95</sup>.

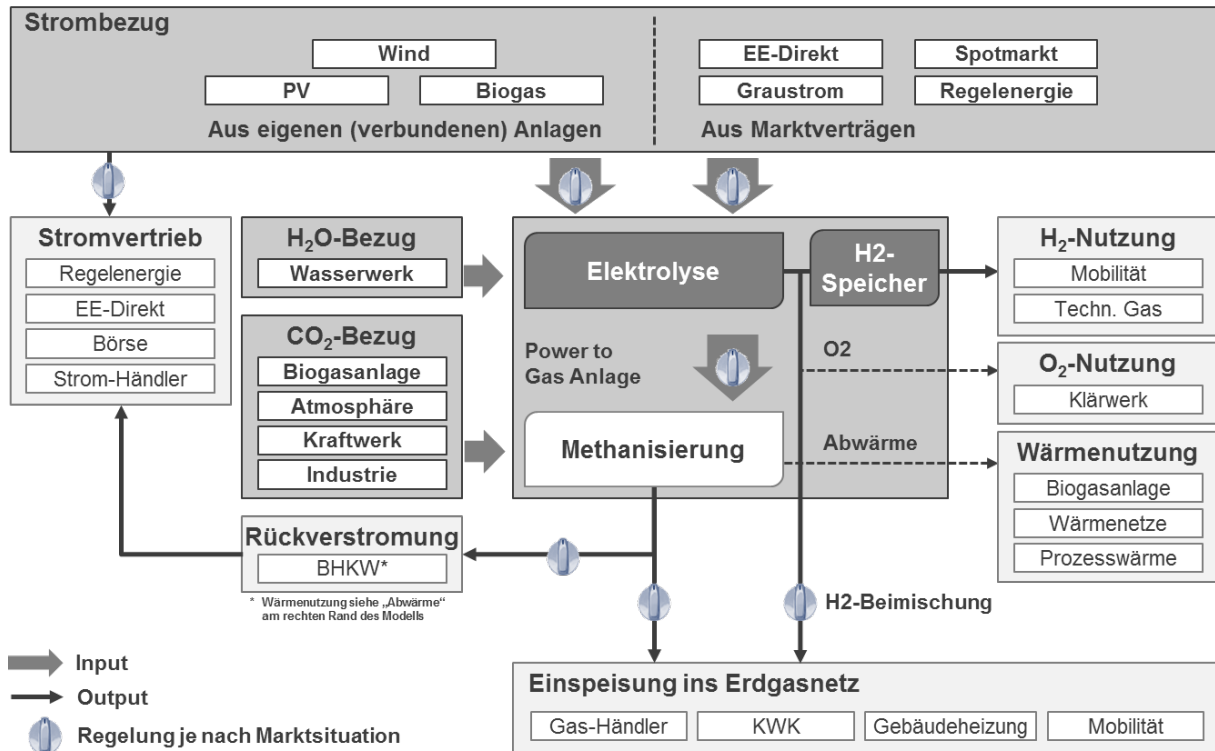
Dabei entstehen zahlreiche Verknüpfungen zwischen den einzelnen Angebots- und Verbrauchersektoren (Sektorenkopplung). Der erzeugte Wasserstoff kann entweder direkt gespeichert und zum Verbraucher transportiert oder in das Gasnetz eingespeist und diesem bilanziell zur Verfügung gestellt werden. Letzteres hat den Vorteil, dass die bestehende Infrastruktur mit ihrer Speicherkapazität genutzt und dieser Pfad somit kurzfristig umgesetzt werden kann.

Die Technologiereifegrade von *power to x*-Komponenten sind unterschiedlich. Bei einer Reihe von neueren Verfahren, welche die Methanisierung und die Herstellung von Kraftstoffen weiter verbessern, besteht noch Entwicklungs- und Skalierungsbedarf hin zu größeren Produktionskapazitäten.

---

<sup>95</sup> Dadurch kommt Wasserstoff als Treibstoff nicht nur für Autos, sondern z.B. auch für Flugzeuge in Betracht.




 Abbildung 34: power to gas-Nutzungspfade<sup>97</sup>

#### 11.4 Planung von power to gas-Speichersystemen

Um den EE-Ausbau in der erforderlichen Weise fortsetzen zu können, sind insbesondere für das Stromversorgungssystem neue Flexibilitätspotenziale zu erschließen. Der Stromnetzausbau schafft räumliche Flexibilität. Zeitliche Flexibilität bieten regelbare Stromerzeugungsanlagen, das Lastmanagement sowie Energiespeicher. Power to gas-Speichersysteme kombinieren räumliche und zeitliche Flexibilität: Strom wird in energiereichen Gasen (H<sub>2</sub> oder synthetisches CH<sub>4</sub>) gespeichert, die ihrerseits in großen Mengen und über lange Zeit gespeichert werden können und die z.B. über das Erdgasnetz zu nahezu beliebigen Orten ihrer Nutzung transportiert werden können. Zudem können diese Gase sehr vielseitig überall dort eingesetzt werden, wo auch fossiles Erdgas genutzt wird, z.B. zur Stromerzeugung (bidirektionale Kopplung zwischen Strom- und Gassektor), im Verkehrs- und Wärmesektor sowie zur stofflichen Nutzung.

Als kurzfristige Flexibilitätsoption zum Ausgleich fluktuierender EE-Stromerzeugung stehen power to gas-Speichersysteme im Wettbewerb zu anderen Flexibilisierungsoptionen. Wegen des relativ geringen Gesamtwirkungsgrads, der geringen Vollaststunden und der noch sehr hohen Investitionen setzen sich ggf. andere Alternativen zur Flexibilisierung des Stromsektors früher durch. Zur langfristigen Speicherung von EE-Strom stellt hingegen das Erdgasnetz in Kombination mit power to gas-Speichersystemen eine von wenigen, technisch erprobten Lösungen dar /35/, S. 12.

<sup>97</sup> Quelle: <https://www.speicher-bar.de/speichertechnologien/power-to-gas/>.

Wirtschaftliche Chancen für *power to gas*-Speichersysteme ergeben sich daher vor allem als Langfristspeicher in Energiesystemen mit einem sehr hohen EE-Anteil oder schon vorher bei fehlender Akzeptanz für den Netzausbau, bei höherem Autarkiebestreben der Verbraucher oder als Möglichkeit der Dekarbonisierung des Transport- und Wärmesektors. Um letzteres, d. h. eine Energiewende, die über den Stromsektor hinausgeht, zu erreichen, ist ein enormer Zubau an EE-Anlagen notwendig, damit dieser zusätzliche Strombedarf zur Erzeugung erneuerbarer Gase gedeckt werden kann.

Die beiden wichtigsten Verfahrensschritte zur Erzeugung des Speichergases sind die Elektrolyse und die Methanisierung<sup>98</sup>. Sie bestimmen aufgrund ihrer Eigenschaften wesentlich die Definition und die Standortanforderungen eines Speicherprojektes sowie dessen Planung.

Vereinfacht ist dieser Planungsprozess als eine Schrittfolge vorstellbar, in der die Eigenschaften potenzieller Standorte iterativ mit den Speicher- bzw. Projektanforderungen abgeglichen werden, bis eine realisierbare, ggf. sogar optimale Kombination aus Standort und Projektdefinition gefunden ist, Abbildung 35. Da es sich bei *power to gas*-Speichersystemen um komplexe Anlagen handelt, umfasst diese Projektdefinition eine ganze Reihe von Parametern (Freiheitsgrade). Dazu gehören neben dem Standort mit seinem Energiebedarf die Speichergröße, seine Betriebsart sowie seine Netzanbindung.

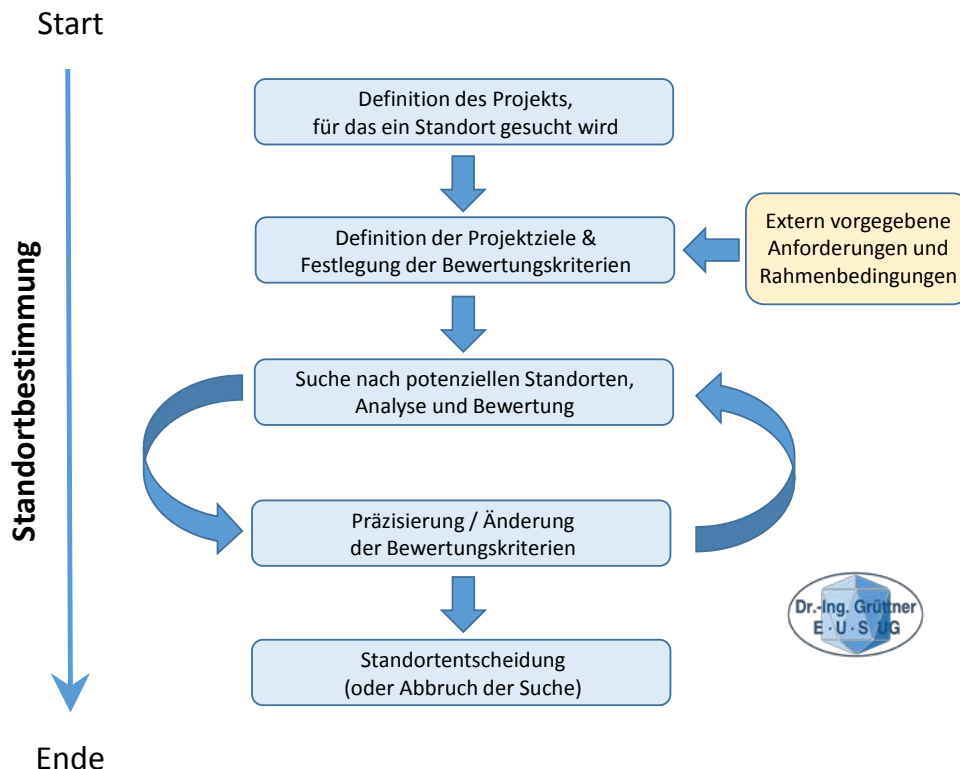


Abbildung 35: Planungsprozess zur Standortsuche für Energiespeicher

<sup>98</sup> Solange die Nutzungs- oder die Einspeisemöglichkeiten von Wasserstoff ins Erdgasnetz nicht ausgeschöpft sind, stellt der *power to H<sub>2</sub>*-Pfad die effizientere Variante dar, da nur der Konversionsschritt der Elektrolyse benötigt wird, d.h. es besteht bei der Einspeicherung sowohl ein Wirkungsgrad- als auch ein Kostenvorteil.

Zudem steigt mit der Größe eines *power to gas*-Speichersystems die Zahl dieser Parameter an. Und mit diesen steigen wiederum die Anforderungen, die sich an den Planungsprozess und an die Abstimmung der einzelnen Projektparameter aufeinander stellen. Daraus ergibt sich einerseits, dass über die in Abschnitt 10.1 genannten Standortfaktoren hinaus weitere Standortkriterien definiert werden können, mit denen nach potenziellen Standorten gesucht werden kann. Die Standortsuche kann somit immer weiter verfeinert werden. Andererseits steigt dadurch insbesondere der zeitliche Aufwand für die Standortsuche und für die anschließende Standortbewertung stark an. Sinnvoller könnte sein, die Standortsuche auf wenige, besonders aussichtsreiche Standorte zu beschränken, weil es den einen, zu einem vorgestellten Projekt ideal passenden Standort nicht gibt und weil daher auch der beste Standort immer noch die o.g. Abstimmung erfordert. Erst dadurch wird aus den vorgefundenen und ggf. entwicklungsfähigen Standorteigenschaften und der letztlich dort realisierbaren bzw. zu realisierenden Projektparametern eine tragfähige *power to gas*-Anlagenkonzeption.

### 11.5 Entscheidungsparameter von *power to gas*-Speichersystemen

Der komplexe Zusammenhang zwischen der Speichergröße, dem Standort mit seinem Energiebedarf, der Speicherbetriebsart sowie seiner Netzanbindung soll im Folgenden an einigen Beispielen angedeutet werden,

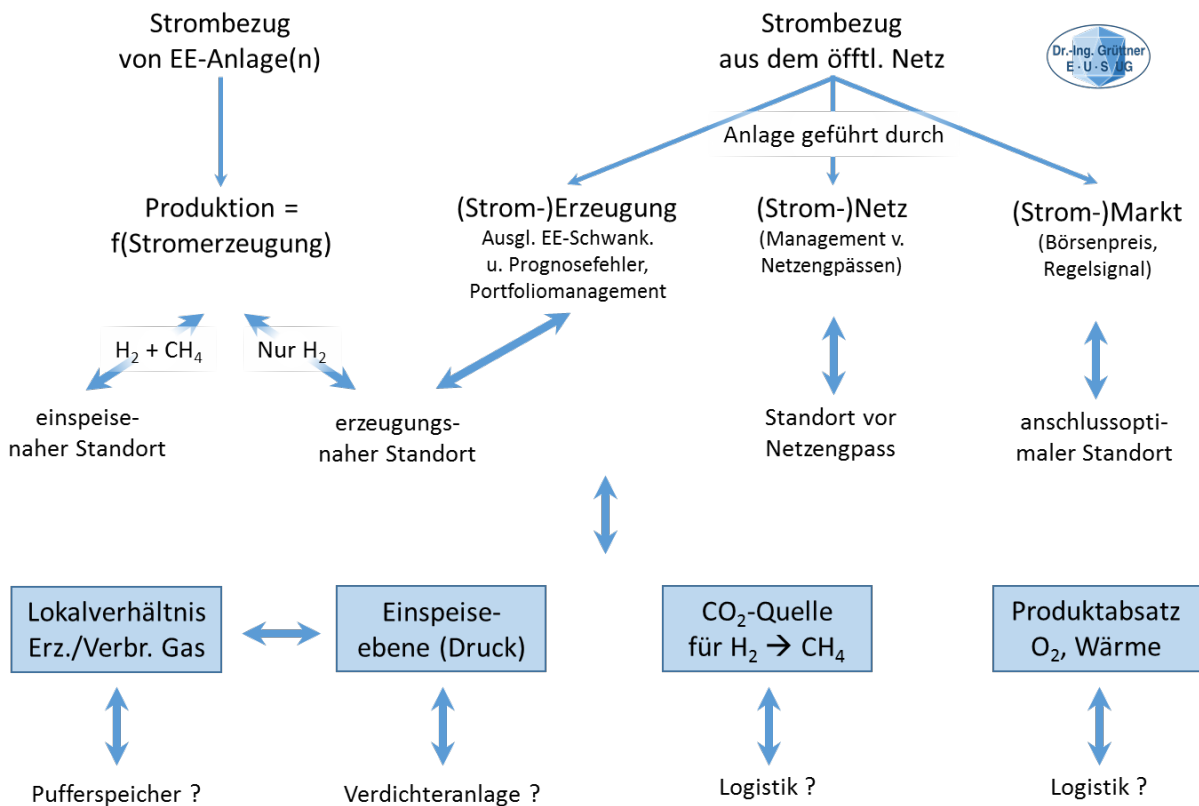


Abbildung 36. Tatsächlich gibt es eine Vielzahl von Systemvarianten, deren Realisierungsmöglichkeiten sich zudem in Anpassung an die rechtlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen verändern und weiterentwickeln:

Entscheidung Wasserstoff (H<sub>2</sub>) oder erneuerbaren Methan (CH<sub>4</sub>):

- Bereits aus der Entscheidung, ob in einer *power to gas*-Anlage H<sub>2</sub> oder CH<sub>4</sub> hergestellt werden soll, resultieren weitere Anforderungen, die sich erheblich auf die Standortwahl auswirken. Insbesondere erfordert die CH<sub>4</sub>-Erzeugung eine CO<sub>2</sub>-Quelle und Absatzmöglichkeiten für die Nebenprodukte Prozesswärme und Sauerstoff. Daher sind Standorte wählen, an denen eine Wärmeauskopplung möglich ist. Dazu müssen Wärmeabnehmer in direkter Nähe lokalisiert sein (alternativ ist ein Wärmenetz zu errichten oder zu erweitern)<sup>99</sup>.
- Ein weiterer Faktor sind die Beimischungsgrenzen von Wasserstoff in den Gasnetzen: Endgeräte dürfen ohne weitere Überprüfung nur bis zu einem gewissen Wasserstoffanteil im Erdgas betrieben werden. Wasserstoffanteile im einstelligen Prozentbereich sind allgemein unkritisch. Befindet sich allerdings eine Erdgastankstelle im Einzugsgebiet, ist ein Anteil < 2 Vol.-% sicherzustellen; bei Gasturbinen sind 1 bis 5 Vol.-% zulässig.

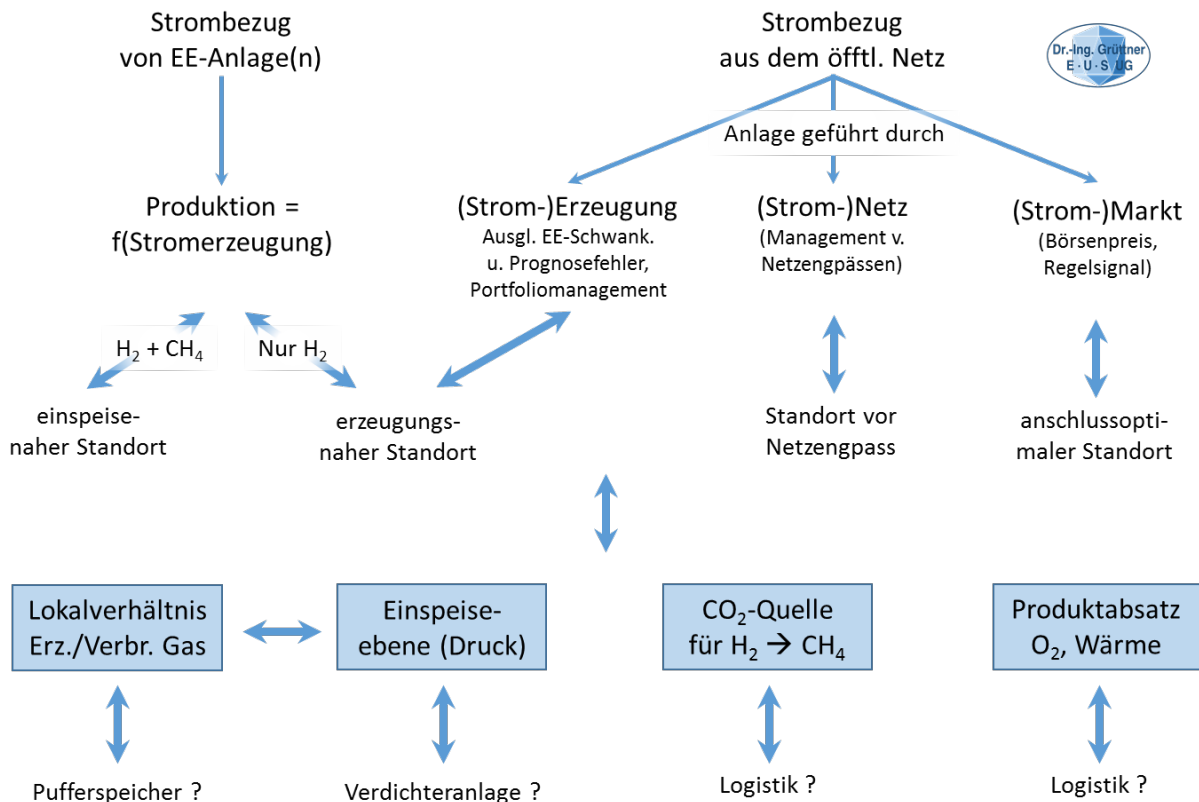


Abbildung 36: Wichtige Entscheidungen im *power to gas*-Planungsprozess

<sup>99</sup> Mit der Energielieferung entstehen allerdings langlebige Abhängigkeiten zwischen Energieerzeuger und -verbraucher. Dass diese wechselseitig bestehen, verleiht ihnen Stabilität, vorausgesetzt sie entstehen unter geeigneten regulatorischen, politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die ihrerseits verlässlich sind.

Größenentscheidung:

- Soll eine *power to gas*-Anlage ihren Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, sind Anlagengröße und -standort in weiten Bereichen frei wählbar und lediglich abhängig von der Kapazität und Auslastung der lokalen Netze.
- Je größer die Anlage und die von ihr erzeugbaren Gasmengen, desto größer muss die Aufnahmekapazität des Netzes sein, in das eingespeist werden soll.
- Mit der Anlagengröße und mit der Einspeiseebene steigt auch die erreichbare Nachfrage. Große, d.h. leistungsstarke *power to gas*-Anlagen mit hohen Volumenströmen können an zentralen Standorten direkt in Importleitungen einspeisen (100 - 220 bar).
- Um den Transportaufwand des erzeugten und eingespeisten Gases zu minimieren, ist das Gas möglichst direkt vor Ort zu verbrauchen. Dazu sind kleinere dezentrale Anlagen geeignet. Kleinere *power to gas*-Anlagen speisen an dezentralen Standorten in Ferngas- und Transportleitungen (10 - 100 bar) oder in Verteilnetze (< 1 bar) ein.
- Größere Anlagen haben wirtschaftliche Vorteile, da mit der Anlagengröße die spezifischen Kosten der Gaserzeugung sinken. Allerdings steigen zugleich auch der erforderliche Einspeisedruck und der daraus resultierende Aufwand für die Verdichtung des Gases<sup>100</sup>. Zudem können Gasangebot und -nachfrage auch auf höheren Netzebenen zeitlich auseinanderfallen.

Betriebsartentscheidung:

- Bei *Power to gas*-Speichersystemen mit direkter Stromversorgung durch eine EE-Anlage ist das Betriebsregime von dessen Einspeiseverhalten abhängig. *Power to gas*-Anlagen, die ihren Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, werden je nach Geschäftsmodell des Betreibers markt-, netz- oder erzeugungsgeführt betrieben. Die Betriebsweise ist grundlegend für Auswahl und Auslegung des Elektrolyseurs, der Methanisierungsanlage und ggf. notwendiger Zwischenspeicher.
- Im marktgesteuerten Betrieb bezieht eine *power to gas*-Anlage dann Strom, wenn die Börsenstrompreise niedrig sind (geringe Nachfrage, hohes EE-Stromangebot). Für diese Betriebsweise kann ein Standort mit günstigen Strom- und Gasnetzanschlussmöglichkeiten gewählt werden. Weitere zentrale Signale des Strommarktes gibt der Regelenergiemarkt (Vorgabe der elektrischen Sollleistung anhand der negativen Residuallast).
- Im netzgeführten Betrieb soll das System Engpasssituationen an einer bestimmten Stelle im Stromnetz zu vermeiden. Dazu muss ihr Betrieb einem lokalen Signal folgen, welches das Auftreten einer Engpasssituation im Stromnetz anzeigt. Damit die Anlage den Engpass mildern oder verhindern kann, muss ein Standort vor dem Netzengpass gewählt werden.

---

<sup>100</sup> Die Anzahl der Verdichtungsstufen ist im Übrigen auch von dem Ausgangsdruck einzelner Anlagenkomponenten abhängig (z.B. Elektrolyse, Methanisierung).

- Im erzeugungsgeführten Einsatz wird die Anlage genutzt, um die schwankende EE-Erzeugung oder Prognoseungenauigkeiten auszugleichen. Beispielsweise kann ein Energieunternehmen eine solche Anlage zusammen mit anderen Energieanlagen betreiben, um seine Energiebilanz und seinen Anlagenfahrplan zu optimieren.
- Da die Gasproduktion einer *power to gas*-Anlage besonders bei der Eigenversorgung und beim netz- bzw. erzeugungsgeführten Betrieb mit der EE-Stromerzeugung schwankt, können Situationen eintreten, in denen zeitweilig mehr Gas erzeugt als lokal nachgefragt wird. Dann wird ggf. ein H<sub>2</sub>-Pufferspeicher erforderlich, der Produktion und Abnahme zeitlich entkoppeln kann<sup>101</sup>.

Standortentscheidung:

- Für *power to gas*-Anlagen, die ihren EE-Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen sollen, kann ein für die Gasnetz- oder Gasspeicheranbindung günstiger Standort gewählt werden.
- Muss ein erzeugernaher Standort gewählt werden, sollten Elektrolyse und Methanisierung räumlich getrennt werden, um die Entfernung zwischen *power to gas*-Anlage und nutzbarem Gaseinspeisepunkt zu überbrücken. Dies ermöglicht zudem eine zeitliche Entkopplung beider Prozesse.
- Da das Gas je nach Standort und Technologie in eine bestimmte Gasnetzebene mit ihrem eigenen Druckbereich eingespeist wird, unterscheidet sich der Aufwand für die Gasverdichtung (Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen liefern bislang nur relativ geringe Ausgangsdrücke).
- Je nach Betriebsweise einer *power to gas*-Anlage schwankt die Gaserzeugung mit dem Einspeiselaufweg von EE-Stromerzeugern. Zudem ergeben sich auf der Nachfrageseite Schwankungen im Gasverbrauch (u.a. temperaturbedingt). Somit können Situationen auftreten, in denen kurzzeitig viel erneuerbares Gas erzeugt wird, das den lokalen Gasbedarf übersteigt. Um Engpässe im Gasnetz zu vermeiden und sicherzustellen, dass vorhandene Speicherkapazitäten auch ausreichend zur Verfügung stehen, ist eine möglichst genaue Kenntnis der zeitlichen Verteilung der Wasserstoff- bzw. Methanproduktion sowie der Nachfrage bedeutsam.
- Einspeisestandorte in städtische Versorgungsnetze haben den Vorteil, dass die Fließrichtung festliegt und zudem das Speichervolumen des gesamten nachgelagerten Gasnetzes genutzt werden kann, was die mögliche Wasserstoffeinspeisung maximiert.
- Für den netzgeführten Betrieb muss eine *power to gas*-Anlage ggf. dezentral oder an Standorten mit suboptimalen Strom- und Gasnetzgegebenheiten errichtet werden. Daraus können höhere Aufwendungen für die Netzanschlüsse resultieren, welche die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen.

---

<sup>101</sup> Eine andere Lösung wäre die Schaffung der Möglichkeit eines bidirektionalen Gasflusses. Dann kann das Gas in Zeiten begrenzter Gasnachfrage auf der eigenen Netzebene in höhere Netzebenen und zu weiter entfernten Verbrauchern fließen. Allerdings ist diese umgekehrte Gasflussrichtung ist den Druckregelanlagen zwischen den einzelnen Netzebenen bislang nicht vorgesehen, so dass technische Umrüstungen erforderlich würden /35/.



- Bei der Planung einer *power to gas*-Anlage müssen die Nähe zu einer CO<sub>2</sub>-Quelle und ggf. die Kosten für dessen Gewinnung und Transport berücksichtigt werden. CO<sub>2</sub> kann entweder direkt aus der Atmosphäre gewonnen werden oder man nutzt das CO<sub>2</sub> aus biogenen oder fossilen Umwandlungsprozessen. Derzeit besteht das größte CO<sub>2</sub>-Potenzial in der Nutzung fossiler Umwandlungsprozesse. Zukünftig gewinnen die Biogas-, Biomethan- und Bioethanolherstellung sowie Kläranlagen als CO<sub>2</sub>-Quellen an Bedeutung, die meist nur dezentral zur Verfügung stehen.
- Bei der Elektrolyse wird Abwärme auf einem Temperaturniveau von 200 bis 300 °C frei. Bei Standorten mit einer entsprechenden Wärmesenke, z. B. für Heizsysteme oder Prozessdampf, kann die Abwärmenutzung den Gesamtwirkungsgrad verbessern. Ein Standort in der Nähe von Wärme- und Sauerstoffsinken ist für *power to gas*-Anlagen somit attraktiv, um die nutzbaren Nebenprodukte ohne zusätzlichen Transportaufwand vermarkten zu können.
- Bei der Elektrolyse entsteht weiterhin Sauerstoff, der in die Atmosphäre entlassen werden kann. Alternativ können sich durch den Verkauf von Sauerstoff als Industriegas auch Zusatzerlöse ergeben, wenn dieser z. B. für industrielle Prozesse in der Stahlindustrie zur Verfügung gestellt wird.

### 11.6 Rechtliche Rahmenbedingungen für *power to gas*-Speichersysteme

Für die Planung und für den Betrieb von *power to gas*-Speichersystemen sind einige rechtliche Rahmenbedingungen bedeutsam /44/, /45/, /46/. Dabei sind drei grundsätzliche Fälle zu unterscheiden:

- *power to gas*-Anlage als Stromspeicher<sup>102</sup> zur Einspeisung von synthetischem Gas (Wasserstoff oder EE-Erdgas) in das Erdgasnetz – EE-Strombezug aus dem öffentlichen Netz,
- *power to gas*-Anlage zu Erzeugung von synthetischem Gas für Mobilitätszwecke oder stoffliche Nutzungen ohne Einspeisung in das Gasnetz – EE-Strombezug aus dem öffentlichen Netz,
- *power to gas*-Anlage zur Eigenversorgung – direkter Strombezug von einer gekoppelten EE-Stromerzeugungsanlage.

#### Stromseite

Werden synthetische Gase zur Rückverstromung eingesetzt, gelten diese als Speichergase. Nach § 5 EEG 2017 zählen dazu alle Gase, die keine erneuerbare Energie sind, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom ausschließlich aus EE-Strom erzeugt wird. Dabei bestehen keine Anforderungen für die Kohlenstoffquelle der Methanisierung.

---

<sup>102</sup> Für Stromspeicher besteht derzeit grundsätzlich keine gesonderte (Rechts-)Kategorie. Hinsichtlich der für die Speicherung aus dem Netz entnommenen Energie sind Stromspeicher sog. Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG bzw. des § 5 Nr. 24 EEG 2014. Aufgrund dessen sind Stromspeicher grundsätzlich zur Zahlung aller Letztverbraucherabgaben (u. a. Netzentgelte, EEG-Umlage, Stromsteuer) verpflichtet.

Die Rückverstromung von synthetischen Gasen ist von der sonstigen Verwendung von SNG im Verkehrs- oder Wärmesektor sowie von der stofflichen Nutzung in der Industrie zu unterscheiden (§ 47 Abs. 2 und Abs. 6 EEG 2017).

Bedeutsam ist ggf. die Einordnung einer *power to gas*-Anlage, die das BAFA im Zusammenhang mit der Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelungen nach §§ 63 ff. EEG 2017 vornimmt. Sie ist u.a. davon abhängig, ob eine Anlage noch im Versuchsstadium ist. Befinden sich die Anlagen dann im Regelbetrieb zur Erzeugung von Wasserstoff mit oder ohne nachfolgende Methanisierung, wird sie je nach Art der Distribution des erzeugten Gases eingeordnet: Im Gegensatz zur Einspeisung in ein Rohrleitungsnetz fällt die Abfüllung in Gasflaschen oder Tanks unter die Ausgleichsregelung nach §§ 63 ff. EEG 2017. Alle weiteren Kostenbelastungen wie die Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage, abLA-Umlage und die Stromsteuer für Peripherie bleiben analog zum Einsatz von *power to gas*-Anlagen als Stromspeicher (Speichergas) bei der sonstigen Verwendung der synthetischen Gase bestehen.

Da *power to gas*-Anlagen mit Rückverstromung prinzipiell in dasselbe Stromnetz einspeisen können, aus dem sie zuvor den Strom für die Gaserzeugung bezogen haben, können sie ggf. zeitlich befristet von den Netznutzungsentgelten für den Strombezug freigestellt werden (§ 118 Abs. 6 EnWG).

Eine weitere Ausnahmemöglichkeit für *power to gas*-Anlagen sieht § 61k Abs. 2 des EEG 2017 vor: Die EEG-Umlage entfällt danach auch für die Lieferung von Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird.

Ein Erlass der Stromsteuer kommt für *power to gas*-Anlagen bei Entnahme durch ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in Betracht, § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Diese Vorschrift hat daher für Speicherkonzepte unter Einbeziehung eines Elektrolyseurs hohe Bedeutung.

#### Gasseite

Die Einspeisung von Wasserstoff bzw. von synthetischem Methan zählt als Einspeisung von Biogas, wenn die Erzeugung des Wasserstoffs durch Wasserelektrolyse erfolgt, wenn erneuerbarer Strom eingesetzt wird und wenn das für die Methanisierung erforderliche CO<sub>2</sub> oder CO überwiegend, d.h. zu mindestens 80 % aus erneuerbaren Energiequellen stammt.

Voraussetzung für die Einspeisung ist der Zugang zu einem Gasnetz. Um diesen zu erhalten, ist ein Anschluss nach § 33 GasNZV bei dem zuständigen Gasnetzbetreiber zu beantragen.

Wird das synthetische Methan als Biogas nach § 3 EnWG zugeordnet, hat es gegenüber Erdgas hinsichtlich des Netzanschlusses/Netzzugang Vorrang. Auch in Bezug auf die einzuspeisende Gasqualität, den Bilanzausgleich, die Netzentgelte und die Umlagekosten ist es bessergestellt.

So muss der Gasnetzbetreiber in einem Netzanschlussvertrag eine garantierte Einspeise-Mindestkapazität bei einer Verfügbarkeit von 96 % der Jahresstunden zusichern. Ggf. muss er geeignete Maßnahmen ergreifen, um die Kapazität zu erhöhen (z.B. durch Ruckeinspeisung in vorgelagerte Netze,

Verbindungen zu anderen Netzen gleicher Druckstufe, Schaffung neuer Netzkopplungspunkte, Festlegung eines neuen Brennwertbezirkes). Der Netzbetreiber kann einen Netzanschluss nur verweigern, wenn dieser technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Eine intermittierende oder saisonale Gaseinspeisung allein bedeutet dabei noch nicht, dass ein Anschluss unzumutbar ist.

Die Kosten für den Gasnetzanschluss und für den ersten Kilometer der Verbindungsleitung teilen sich Netzbetreiber und Vorhabenträger (zu 75 bzw. 25 %), wobei die Kosten für den Vorhabenträger höchstens 250 TEUR betragen dürfen. Ist die Verbindungsleitung länger als 10 km, trägt der Vorhabenträger die Mehrkosten allein.

Anlagen, die Wasserstoff erzeugen oder die Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung herstellen, sind von den Einspeiseentgelten des angeschlossenen Gasnetzes befreit.

Der Gasnetzbetreiber, in dessen Netz unmittelbar eingespeist wird, muss dem Biogaseinspeiser für eine Dauer von 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses ein von der Netzebene unabhängiges pauschales Entgelt von 0,7 ct/kWh für vermiedene Netzkosten zahlen.

Die direkte Kopplung von *power to gas*-Anlagen mit EE-Stromerzeugern stellt eine Eigenversorgung oder Direktlieferung dar. Diese Strombezugsvariante ermöglicht als einzige einen von Abgaben, Umlagen und Steuern befreiten Strombezug (u.a., weil nicht von einem Energieunternehmen geliefert und kein öffentliches Netz benutzt wird).

Für die Anbindung von *power to gas*-Anlagen an Windparks bestehen verschiedene Möglichkeiten.

## 12. Zusammenfassung

Gegenstand des Berichtes sind die Möglichkeiten zur Nutzung von Energiespeichern in und zu ihrer Integration in die Strom- Gas- und Wärmenetze in der Planungsregion Vorpommern, soweit diese z.B. aufgrund ihrer Größe oder ihrer Raumwirkung regionalplanerisch von Belang sind. Die wesentlichen Schritte zur Untersuchung dieser Speichermöglichkeiten sind im Überblick dargestellt.

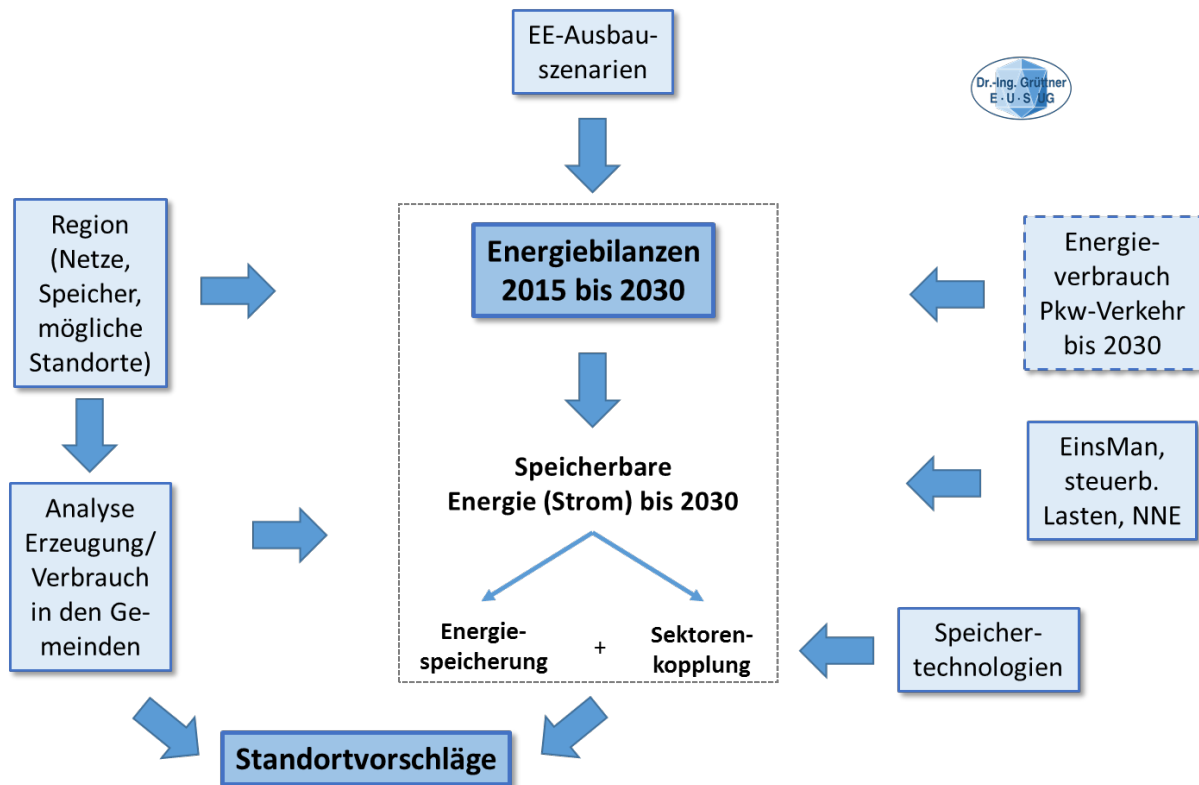


Abbildung 37: Wesentliche Untersuchungsschritte im Überblick

Der Bedarf an Speichern ergibt sich u.a. daraus, dass im Stromsektor die Erzeugerleistung die Gesamlast bereits heute um das Sechsfache übersteigt. Zudem ist die Gesamlast gegenüber dem im Regionalen Energiekonzept Vorpommern für 2012 ermittelten Stand nahezu unverändert geblieben, während die Erzeugerleistung voraussichtlich weiter ansteigen wird. Diesen Anstieg bewirken erneuerbare und zunehmend leistungsstärkere Energieanlagen, die überwiegend auf mittleren und hohen Stromnetzebenen integriert werden. Zugleich hat in den letzten Jahren auch der Umfang der Abregelungen von EE-Anlagen im Einspeisemanagement der Netzbetreiber deutlich zugenommen.

In der Region ist bereits ein Bestand an Strom-, Wärme- und Gasspeichern vorhanden, und auch für neue Speicher bestehen konkrete Planungen, darunter ein großer Unterspeicher.

Die vorhandenen Speicher sind Bestandteil einer umfangreichen Energieinfrastruktur. Diese hat ihren Schwerpunkt am Energie- und Technologiestandort Lubmin und wird dort, aber auch an anderen

Standorten, weiter ausgebaut. Bei den Stromübertragungsnetzen finden Netzerweiterungen vornehmlich durch Kapazitätserweiterungen statt. Auch die Verteilnetze werden erweitert. Im Gasbereich stehen erhebliche Transportnetzerweiterungen an (Nord Stream 2, EUGAL). Auch hier wird das Verteilnetz punktuell erweitert. Im Wärmebereich finden nur kleinere Netzerweiterungen statt (städtische Fern- und ländliche Nahwärme). Daher setzen im Wesentlichen die bereits vorhandenen Netzinfrastrukturen die netzseitigen Rahmenbedingungen für die Errichtung von Energiespeichern. Bereits aus der Analyse der regionalen Wirtschaftsstrukturen lassen sich einige potenzielle Standorte für neue Energiespeicher ableiten: Industriestandorte, Gewerbegebiete, Energie- und Technologiepark Lubmin und größere Häfen, z.B. Sassnitz.

Neue Speicher können im Strombereich vielfältige Funktionen übernehmen und zu einer erheblich stärkeren vor Ort-Nutzung von Stromüberschüssen beitragen. Um hierfür neue Stromverbraucher zu erschließen und um – gegenüber dem „einfachen“ Nutzen reiner Stromspeicher – einen Mehrfachnutzen zu generieren, sind sektorenkoppelnde *power to x*-Speichersysteme zu präferieren. Im Wärmebereich werden zudem Wärmespeicher benötigt, um saisonal zeitversetzte Solarwärme für die Gebäudeheizung nutzen machen.

Um die derzeitige Energiestruktur und die aktuellen Energieüberschüsse in der Region Vorpommern zu ermitteln, wurde zunächst eine Ist-Energiebilanz für das Jahr 2015 aufgestellt. Danach wurden 2015 23 PJ an Energie in der Region selbst gewonnen bzw. erzeugt (das waren überwiegend Erneuerbare Energien, darunter hauptsächlich Strom). Erdgas, Kraftstoffe und andere fossile Energieträger – zusammen 30 PJ – mussten zusätzlich importiert werden, um den Jahresenergieverbrauch der Region von 43 PJ zu decken. Der sich aus diesen Daten errechnende Bilanzüberschuss von 10 PJ wurde 2015 in Form von Biokraftstoffen (4 PJ) und Strom (knapp 6 PJ - ca. 1.500 GWh) exportiert.

Anschließend wurde aus der Energiebilanz 2015 eine Zukunfts-Energiebilanz für das Jahr 2030 abgeleitet, um die Entwicklung der Energiestruktur und der speicherbaren Energieüberschüsse bis 2030 zu ermitteln. Dazu waren Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung zu treffen. Während z.B. der Energieverbrauch im Gebäudebereich relativ stabil ist, verändert sich der erhebliche Energieverbrauch im Verkehrssektor aufgrund gewandelter Antriebsstrukturen deutlich (u.a. infolge E-Mobilität). Weiterhin wurden unterschiedliche EE-Ausbaugrade für die zukünftige EE-Stromerzeugung bis 2030 zugrunde gelegt, die zu gleichbleibenden bzw. steigenden Stromüberschüssen führen (die Referenzvariante legt für 2030 dieselbe EE-Stromerzeugung zugrunde wie 2015).

Um den daraus resultierenden Speicherbedarf abzuschätzen und geeignete Speichertechnologien zu bestimmen, wurde die Differenz zwischen den beiden Bilanzen berechnet. In einem weiteren Schritt wurden in der Energiebilanz 2030 verschiedene sektorenkoppelnde Speichersysteme (*power to x*) sowie E-Mobilität und alternative Antriebe im Verkehr abgebildet.

Die Speicherkapazität dieser Systeme wurde so gesetzt, dass die für 2015 ermittelte, über den Stromverbrauch hinausgehende Strommenge von 6 PJ Strom (ca. 1.500 GWh) zukünftig vollständig in der Region selbst verbraucht und nicht mehr exportiert wird. Dazu wird der Strom in Wasserstoff bzw. erneuerbares Methan sowie in Kraftstoffe und Elektrowärme umgewandelt.

Laut Energiebilanz 2030 lassen sich durch die so gestalteten Speichersysteme und Sektorenkopplungen bereits dann mehrere bedeutsame Effekte erreichen, wenn die EE-Stromerzeugung bis 2030 nicht weiter ausgebaut wird. Werden von dem EE-Strom

- 75 GWh/a in 9 städtischen *power to heat*-Anlagen,
- 230 GWh/a im Pkw-Verkehr (Strom und Wasserstoff aus *power to gas*-Anlagen) und
- 1.200 GWh/a in *power to gas*-Anlagen zur Erzeugung von EE-Methan

eingesetzt, reduziert sich der Bezug von fossilem Erdgas um 0,9 PJ/a, das sind 22 Mio. m<sup>3</sup> bzw. knapp 10 % der Bezugsmenge von 2015. Der Bezug an fossilen Kraftstoffen reduziert sich allein im Pkw-Verkehr um 2,9 PJ/a (darin: - 2,4 PJ Vergaserkraftstoff = 55 kt - ca. 60 %, - 0,6 PJ Dieselmotorkraftstoff = 15 kt - ca. 6 %, - 0,2 PJ Biokraftstoffe = Beimischung, + 0,2 PJ LPG, + 0,1 PJ LNG).

Die Effekte wachsen im Falle eines fortgesetzten Ausbaus der EE-Stromerzeugung mit dieser mit, so dass dann auch der Bestand an *power to gas*-Anlagen und deren Erzeugung von Wasserstoff bzw. erneuerbarem Methan weiter steigen kann. Dies gilt zudem auch dann, wenn die aufgebauten Speicher die Stromnetze entlasten und dadurch zusätzlich die Jahresstrommengen nutzbar werden, die durch das derzeit erforderliche Einspeisemanagement verloren gehen. Diese entgangenen Strommengen sind in den letzten Jahren angestiegen und haben 2016 in M-V insgesamt 317,6 GWh erreicht. Davon entfielen mindestens 25 % auf die Region Vorpommern, d.h. es könnten aktuell zusätzlich ca. 65 GWh an EE-Strom zusätzlich in Speichersystemen und Sektorenkopplung genutzt werden.

Das Potenzial an steuerbaren Lasten ist in der Region Vorpommern klein. Es lässt sich in den beiden Landkreisen für Lasterhöhungen und -reduzierungen jeweils in Höhe von etwa 20 MW abschätzen. Das Potenzial kann durch *power to heat*-Speichersysteme deutlich erweitert werden. Die Privathaushalte können die Last in den lastschwachen Zeiten kaum heben. Auch in der Industrie ist das Potenzial gering, ein ggf. in Betracht kommendes Unternehmen ist die Eisengießerei in Torgelow. Die Elektromobilität dagegen kann die nächtliche Auslastung verbessern, sofern gesteuerte Ladekonzepte realisiert werden.

Die für die Region insgesamt gewonnenen Ergebnisse zur Energieversorgung und zu Speicherpotenzialen wurden im Hinblick auf die Identifizierung potenzieller Speicherstandorte durch eine kleinräumige Energieanalyse erweitert. Auf Gemeindeebene wurden die derzeitige Energieerzeugung und der Energieverbrauch jeweils für Strom, Wärme und Kraftstoffe abgeschätzt. Dadurch konnten Verhältniswerte aus Erzeugung und Verbrauch gebildet werden. Unter der Prämisse einer möglichst erzeugungs- bzw. verbrauchsnahe Anordnung von Energiespeichern ließen sich dadurch Gemeinden

identifizieren, die wesentlich mehr Energie erzeugen als sie verbrauchen (und umgekehrt). Beim Strom sind insbesondere kleine Gemeinden mit größerer Windstromerzeugung zu nennen: Iven, Völschow, Nadrensee u.a. Im Wärmebereich entstehen Überschüsse durch Biogasanlagen, deren KWK-Wärme wegen des Fehlens nahegelegener Verbraucher nicht oder nicht vollständig genutzt werden kann, z.B. Penkun, Wilhelmsburg oder Stolpe an der Peene. Bei den Kraftstoffen sind die Ergebnisse naheliegend und weisen Lubmin und Anklam (sowie Wolgast) als – einzige - Erzeugungsstandorte aus.

Im Ergebnis aller Analysen und unter Einbeziehung der Ergebnisse einer Befragung ausgewählter Energieunternehmen wurden folgende Standorte als geeignet für die Ansiedelung neuer Energiespeicher und Sektorenkopplungen erkannt:

- für die Sektorenkopplung Strom – Wärme: Errichtung von *power to heat*-Speichersystemen an den Standorten, an denen bereits größere Wärmenetze vorhanden sind,
- für die Sektorenkopplung Strom – Gas: Errichtung eines größeren *power to gas*-Speichersystems am Standort Lubmin; weitere Anlagen können in Stralsund und Greifswald errichtet werden,
- für die Sektorenkopplung Strom – Mobilität: Errichtung von *power to liquid*-Anlagen an den Standorten Lubmin, Anklam und Wolgast unter der Annahme, dass die dort angesiedelten Unternehmen ihre Produktion prinzipiell in Richtung auf zukünftige Kraftstoffe ausbauen können,
- für die kurzzeitige bzw. saisonale Wärmespeicherung: Errichtung von weiteren Kurzzeitwärmespeichern an Fernwärme-Standorten, an denen KWK-Anlagen vorhanden sind, sowie von saisonalen Wärmespeichern an Standorten mit Wärmenetzen, sofern die Einbindung von Solarwärme geplant oder möglich ist.
- für die großmaßstäbliche Stromspeicherung: Errichtung von Batteriegroßspeichern an geeigneten Umspannwerksstandorten (mit potenziellen Engpässen in vorgelagerten Netzebenen) sowie auf netznahen Konversionsstandorten.

Die Erschließung dieser Standorte kann durch die Raum- bzw. Regionalplanung in einer geeigneten Standort- und Speicherpolitik unterstützt werden. Hierzu wurden erste Vorschläge entwickelt, die sich besonders auf Aspekte des Standort-, Infrastruktur- und Flächenmanagements konzentrieren. Wie die Analyse der Speichertechnologien, die Befragung ausgewählter Unternehmen und die Suche nach potenziellen Speicherstandorten bestätigt haben, stellt die Planung von *power to gas*-Speichersystemen eine besonders anspruchsvolle Aufgabe dar. Hier sind diverse Standortkriterien zu erfüllen, wobei sich z.B. standörtliche Gegebenheiten erheblich auf die Anlagenkonfiguration, auf das Geschäftsmodell und auf die Wirtschaftlichkeit des Speichersystems auswirken können. Außerdem müssen hier mehrere Akteure konzeptionelle Beiträge leisten, um für einen Standort eine tragfähige Anlagenkonzeption entwickeln zu können (z.B. Netzbetreiber Strom und Gas, EE-Stromerzeuger, CO<sub>2</sub>-Lieferanten und Wärmeabnehmer).

Für weiterführende Arbeiten zu Energiespeichern und Netzen wird *erstens* vorgeschlagen, die Ergebnisse der hier durchgeführten Untersuchungen mit den Ergebnissen einer Studie zusammenzuführen, die zeitgleich zum Bestand und zu den Ausbaumöglichkeiten von Wärmenetzen erarbeitet wurde. In dieser weiterführenden, auf den beiden Studien aufsetzenden Untersuchung sollten

- die jeweiligen Annahmen und Voraussetzungen explizit dargestellt, miteinander verglichen und einander – falls erforderlich – angepasst werden,
- die jeweils aus der eigenen Studienperspektive benannten Schnittstellen zwischen Energiespeichern und Wärmenetzen stärker herausgearbeitet und
- die standortbezogenen Analysen vertieft werden, um so gezielt Konzepte für solche Standorte für Speicher und Wärmenetze weiterzuentwickeln, die ggf. in beiden Studien übereinstimmend als bedeutsam benannt wurden.

Ein weiterer wichtiger Gegenstand für weiterführende Arbeiten sind *zweitens* die in Abschnitt 10.4 vorgeschlagenen RREP-Programmsätze. Sie wurden hier zielorientiert auf die Energiespeicherung formuliert, müssen aber auch in ihren potenziellen Wirkungen untersucht und anschließend in ihren Formulierungen präzisiert werden. Dies ist notwendig, um unbeabsichtigte Wirkungen auszuschließen oder zu minimieren.

*Drittens* stellen die hier verwendeten Energiebilanzen ein eigenständiges Ergebnis dar, welches auch in anderen Untersuchungen mit Bezug zur regionalen Energieversorgung genutzt und weiterentwickelt werden kann, z.B. in einem regionalen Energie- und Speichermonitoring. Da diese Bilanzen leicht in Treibhausgasbilanzen überführbar sind, können sie auch für Untersuchungen genutzt werden, die sich dem Monitoring der regionalen CO<sub>2</sub>-Emissionen und dem Klimaschutz widmen.

*Viertens* können auch die hier verwendeten Ergebnisse zur zukünftigen Entwicklung der Mobilitätsstrukturen in der Region Vorpommern genutzt und weiterentwickelt werden. Diese beziehen sich zunächst auf die regionale Entwicklung des privaten und des gewerblichen Pkw-Verkehrs. Dazu werden sowohl die Fahrzeugzahlen als auch die Anteile zukünftiger Antriebsformen wie der E-Mobilität bis 2030 prognostiziert. Daraus wird im Weiteren der Verbrauch an Energieträgern (Kraftstoffen) ermittelt.



## 13. Literatur- und Quellenverzeichnis

- /1/ Regionales Energiekonzept Vorpommern. Energie-Umwelt-Beratung e.V./Institut (EUB). Rostock. 2015.
- /2/ Bachmaier,A.: Techno-ökonomische Strukturoptimierung von thermischen und elektrischen Energiespeichern in urbanen Energieversorgungssystemen auf Basis von Geoinformationen. Diss. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). 2016.
- 3/ Psola,J.-H.: Betriebs- und Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung. Diss. TU Braunschweig. 2016.
- /4/ Nakhaie,S.: Reduzierung des Übertragungsnetzausbaus durch Minderung der Austauschleistungen zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzen. Diss. TU Clausthal. 2015.
- /5/ Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern: Energiepolitische Konzeption für Mecklenburg-Vorpommern. Schwerin. 2015.
- /6/ Prahl,H.: Potentialermittlung zum zukünftigen Einsatz steuerbarer Lasten in Mecklenburg-Vorpommern sowie deren Auswirkung auf den Netzbetrieb. Masterarbeit. Univ. Rostock. 2014.
- /7/ Universität Rostock: Netzintegration der Erneuerbaren Energien in M-V. Netzstudie M-V 2012. Endbericht (Kurzfassung). Rostock. 2013.
- /8/ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2017. Zweiter Entwurf. Stand: 2. Mai 2017.
- /9/ „Nur die Politik kann Penkun noch retten“. Das aktuelle Interview (mit Felix Hess, Vorstandsvorsitzender der Nawaro BioEnergie AG). In: top agrar (2009)09.S.80.
- /10/ ARGE FNB Ost: Gemeinsamer Netzausbauplan der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber. 2017.
- /11/ Fernnetzbetreiber Gas: Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026. 2. Entwurf. Berlin. 5.April 2017.
- /12/ Konversion und mehr Chancen für Investitionen. Wohn- und Gewerbeimmobilien in Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern 2015/2016. Bundesanstalt für Immobilienaufgaben. Rostock. 2015.
- /13/ Regionaler Planungsverband Vorpommern (Hrsg.): Regionales Raumentwicklungsprogramm Vorpommern. Greifswald. 2010.
- /14/ Regionalwirtschaftliche Effekte durch den Ausbau von Infrastruktur. Der Logistikstandort Mecklenburg-Vorpommern innerhalb der ACL-Region. Universal Transport Consulting GmbH. Hamburg. 2014.
- /15/ Fritz,W.;Kämpfer,F.;Cronenberg,A.: Koordination von Flexibilitäten im Stromverteilungsnetz – Anforderungen an den Regulierungsrahmen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66(2016)3.S.47-51.
- /16/ Sterner,M;Altrock,M.: Technologien und Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Sektorenkopplung. In: ZNER (2017)4.S.235-251.
- /17/ Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin. 2014.
- /18/ Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität- Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. RWTH Aachen. September 2012.

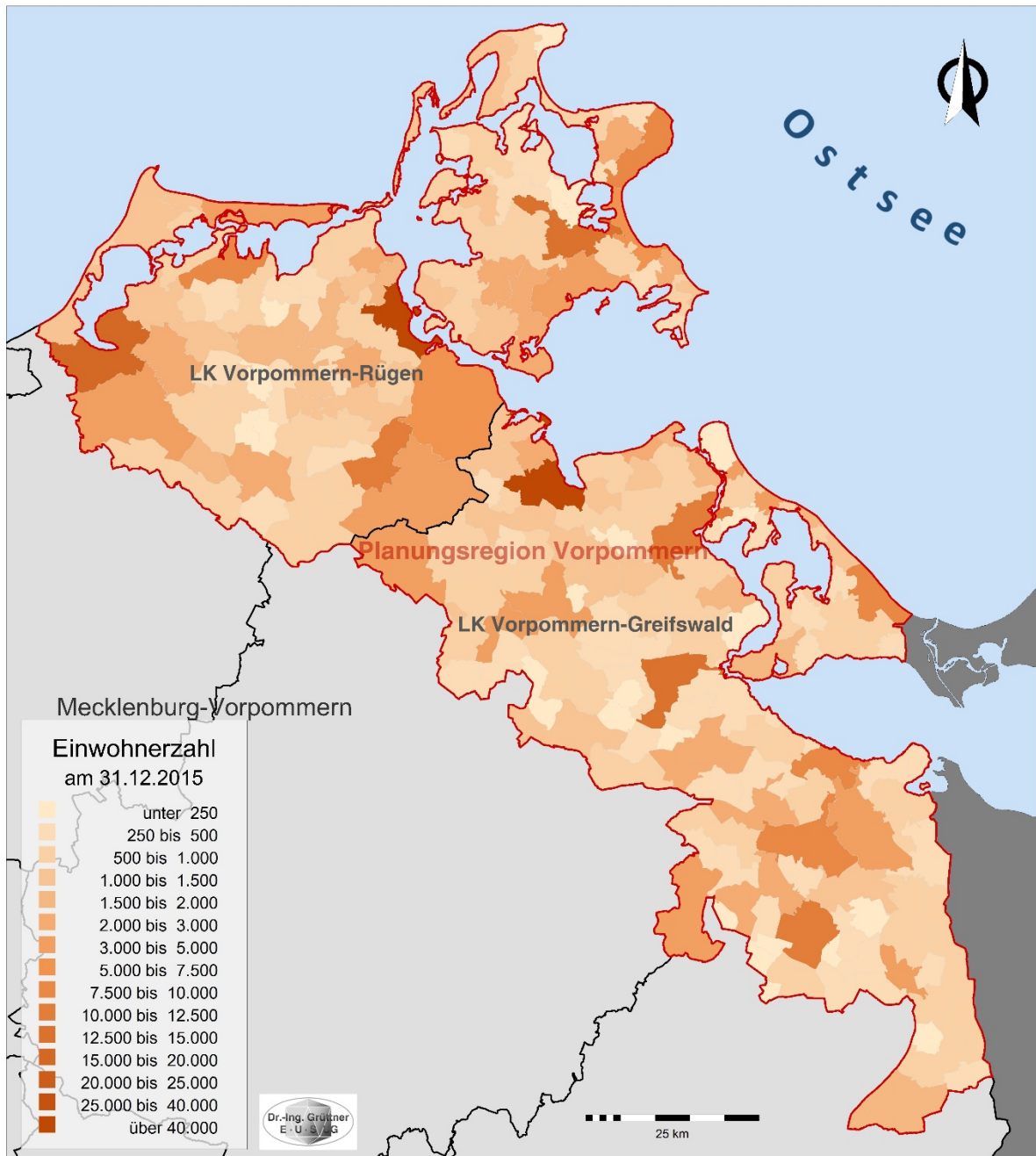
- /19/ Xing Luo,X.;Wang,J.; Dooner,M.; Clarke,J.: Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Applied Energy 137 (2015) 511–536.
- /20/ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. : Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. Berlin. 2016.
- /21/ Pongratz,P.; Vogelgesang,M.: Standortmanagement in der Wirtschaftsförderung. Grundlagen für die Praxis. Verlag Springer Gabler. Wiesbaden. 2016.
- /22/ ETG im VDE: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energieträgern – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt a.M. 2009.
- /23/ Elsner,P.; Sauer,D.U. (Hrsg.): Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft - Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“; November 2015.
- /24/ Bundesverband Energiespeicher (BVES): [http://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/02/Matrix\\_Anwendungen\\_Technologien\\_25Feb2016.pdf](http://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/02/Matrix_Anwendungen_Technologien_25Feb2016.pdf).
- /25/ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT: Speicher für die Energiewende. September 2013.
- /26/ Heimberger,M. et al.: Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen. In: Elektrotechnik & Informationstechnik 134(2017)3.S.229–237.
- /27/ Zdrowomyslaw,N. (Hrsg.): Menschen, Unternehmen und Regionen. Wirtschafts- und Lebensstandort Vorpommern im Fokus. Hinstorff Verlag. Rostock. 2017.
- /28/ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Entwurf Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee 2016/2017. Hamburg. 09. Juni 2017.
- /29/ Grüttner,F.: EFH-Baugeschehen. Einfamilienhäuser - Bestand, Entwicklung und zukünftiger Bedarf in M-V. Schriftenreihe der Dr.-Ing. Grüttner EUS UG Bd. 1/2017. Hohen Luckow. 2017
- /30/ Bundesnetzagentur: 3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015. Bonn. 2016 und folgende Jahre
- /31/ Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2017 Stand: 13. Dezember 2017. Bonn. 2017.
- /32/ ETG im VDE: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt a.M. 2012.
- /33/ Landkreis Vorpommern-Greifswald: Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept. Im Auftrag des Landkreises. bofest consult. Berlin. 2016.
- /34/ Jentsch,M.: Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Diss. Univ. Kassel. 2014.
- /35/ Michaelis,J.; Hauser,P.; Brunner,C.: Die Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen in den Gassektor. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66(2016)5.S.8-12.
- /36/ Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Berlin. 2016.
- /37/ Fischer.W.; Schumann,D.: Große Stromspeicher aus Sicht der Bevölkerung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66(2016)9.S.81-85.
- /38/ BVES/DIHK: Faktenpapier Energiespeicher. Rechtsrahmen, Geschäftsmodelle, Forderungen. Berlin|Brüssel. 2017.

- /39/ Brunner,C.; Michaelis,J.: Wirtschaftliche Perspektiven für Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66(2016)3.S.52-55.
- /40/ Töpler,J.; Lehmann,J. (Hrsg.): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Springer-Verlag. Berlin. 2017.
- /41/ Genoese,F.: Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Diss. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). 2013.
- /42/ Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme: Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung. Stuttgart. 2012.
- /43/ Wruck,E. u.a.: Forschungsprojekt ePlanB abgeschlossen: Intelligentes Lademanagement entwickelt. In: BWK 69(2017)12.S.46-47.
- /44/ Valentin,F.; von Bredow,H.: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(2011)3.S.99-105.
- /45/ Zapf,M.: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. Verlag Springer Vieweg. Wiesbaden. 2017.
- /46/ Thomas,H.: Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung. EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016. Verlag Springer Vieweg. Wiesbaden. 2017.
- /47/ Schröder,T.: Simultane Planung von Standort, Kapazität und Konfiguration von Bioraffinerien. Diss. Universität Göttingen. 2017.
- /48/ Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität (Hrsg.): Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen. Frankfurt am Main. 2016.

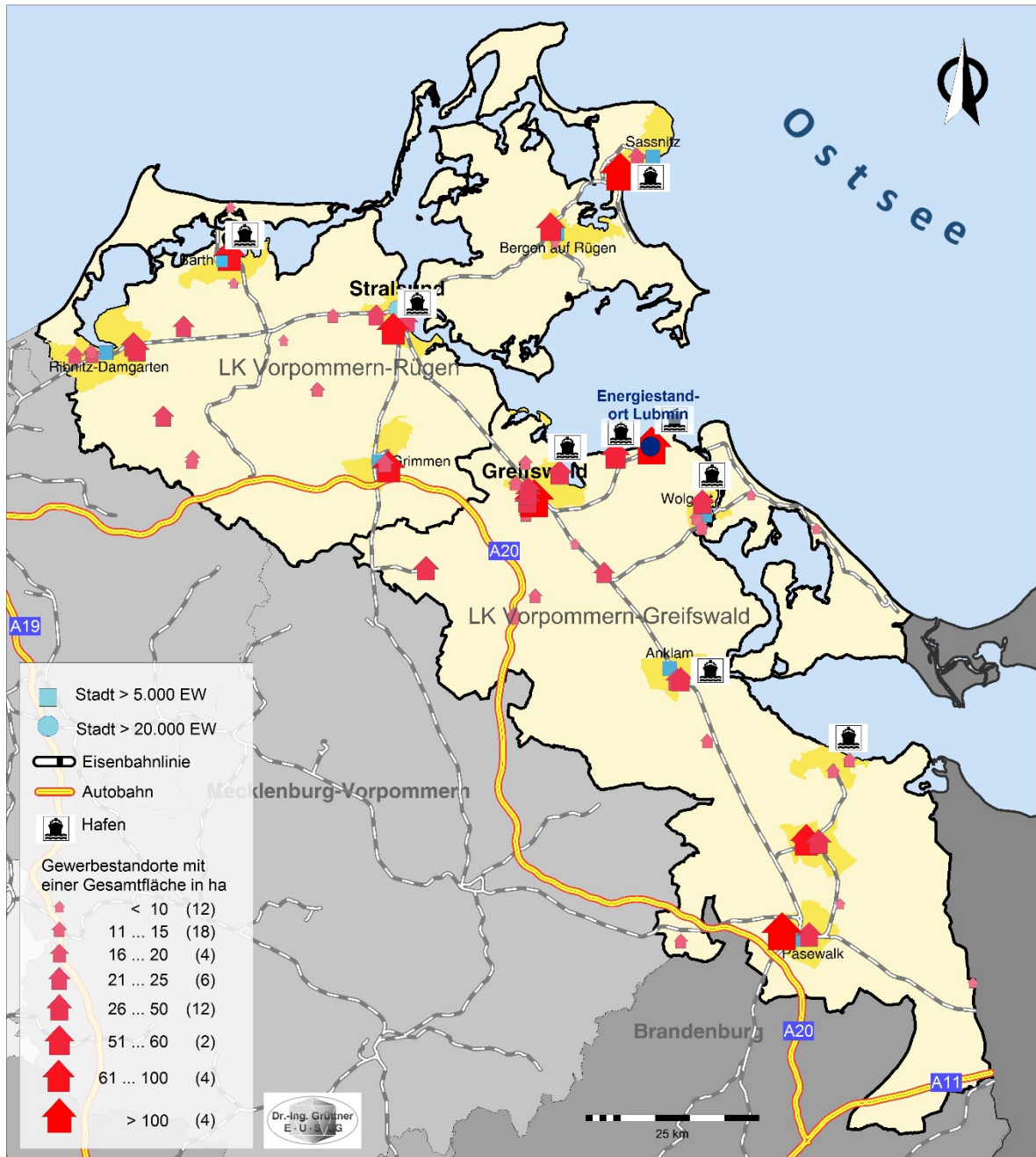


## Anhang

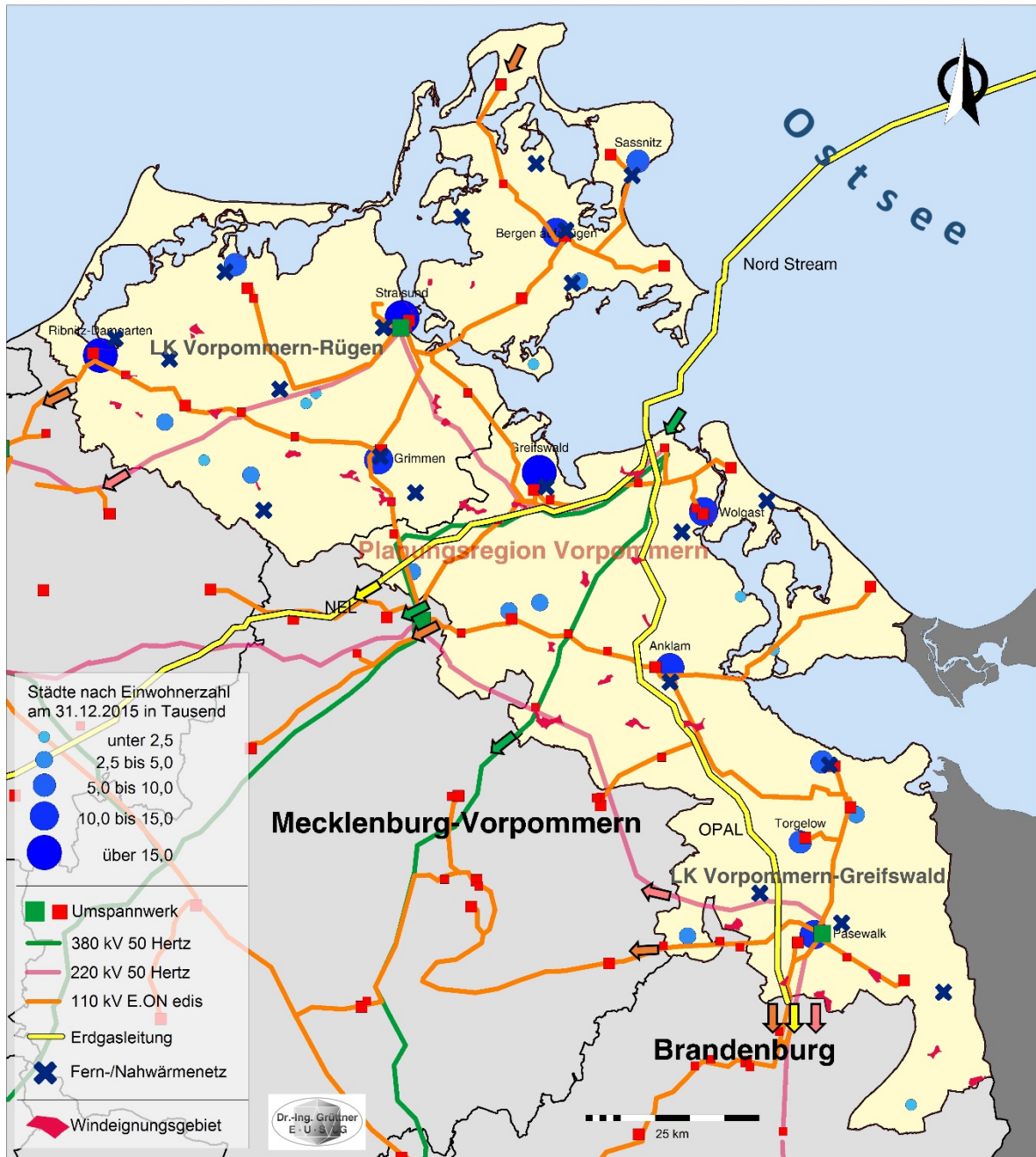
A.1 Kartendarstellungen



Karte 1: Verteilung der Einwohner in den Gemeinden der Region Vorpommern

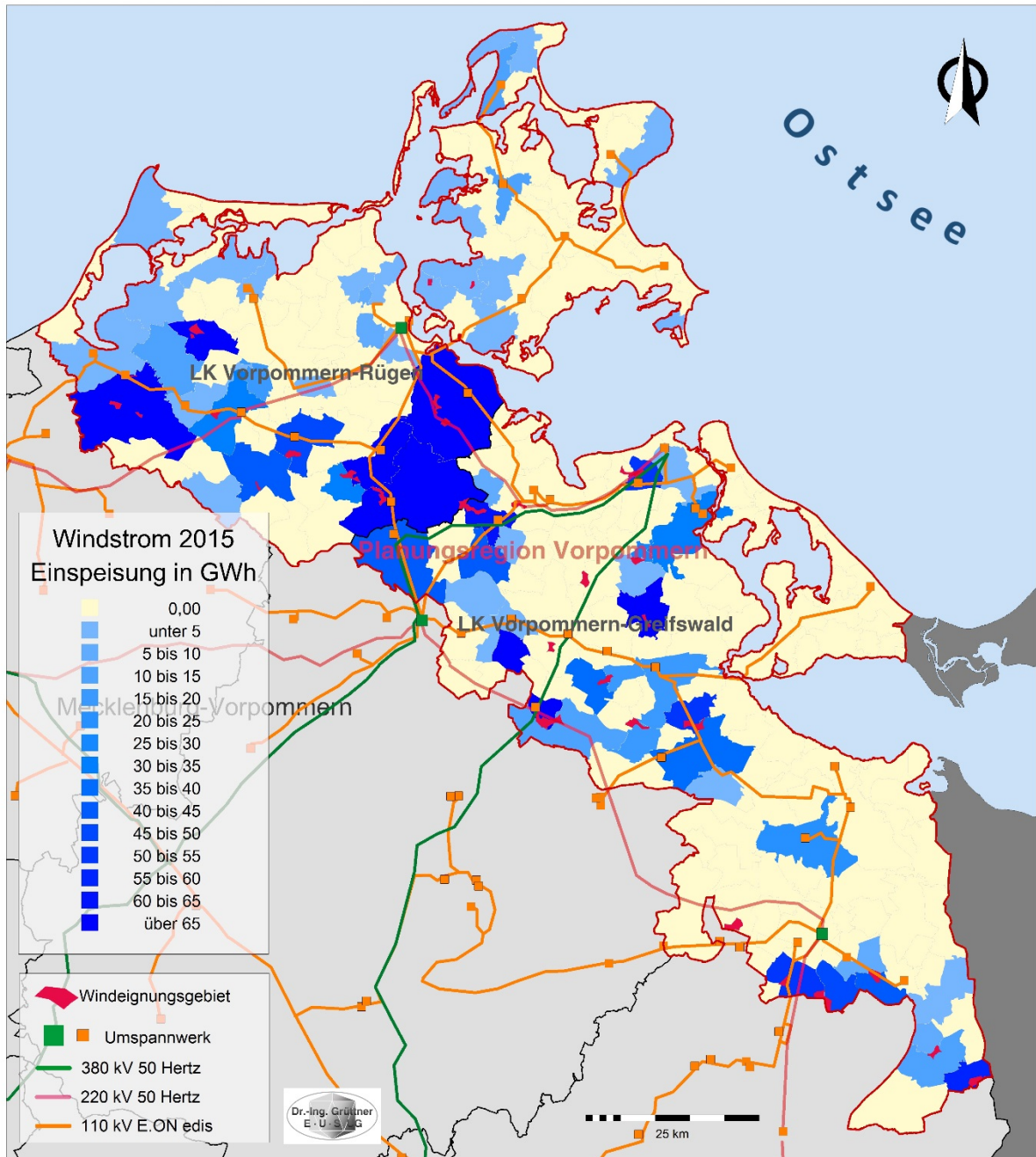


Karte 2: Gewerbestandorte und Logistik in der Region Vorpommern

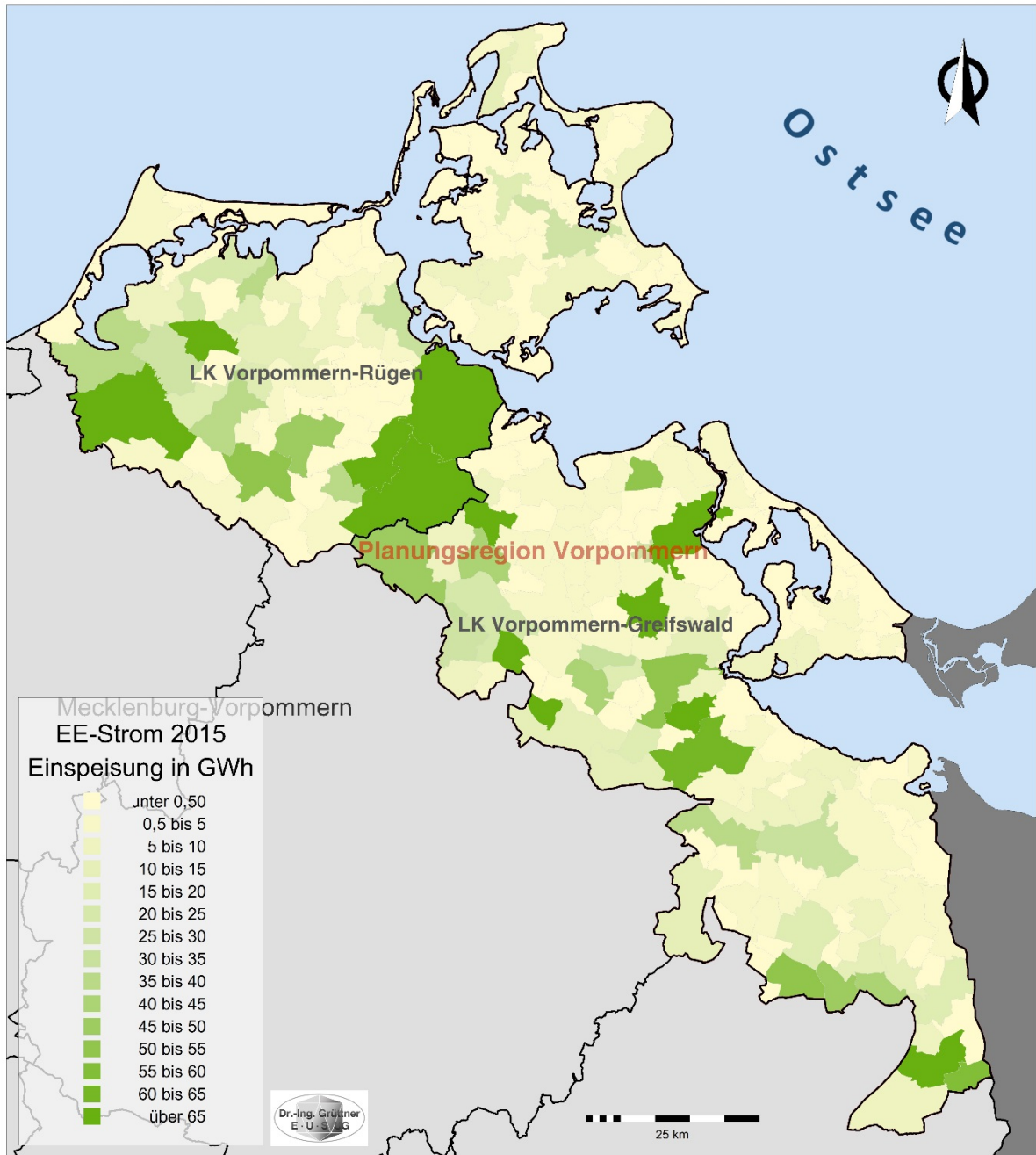


Karte 3: Energienetze in der Region Vorpommern

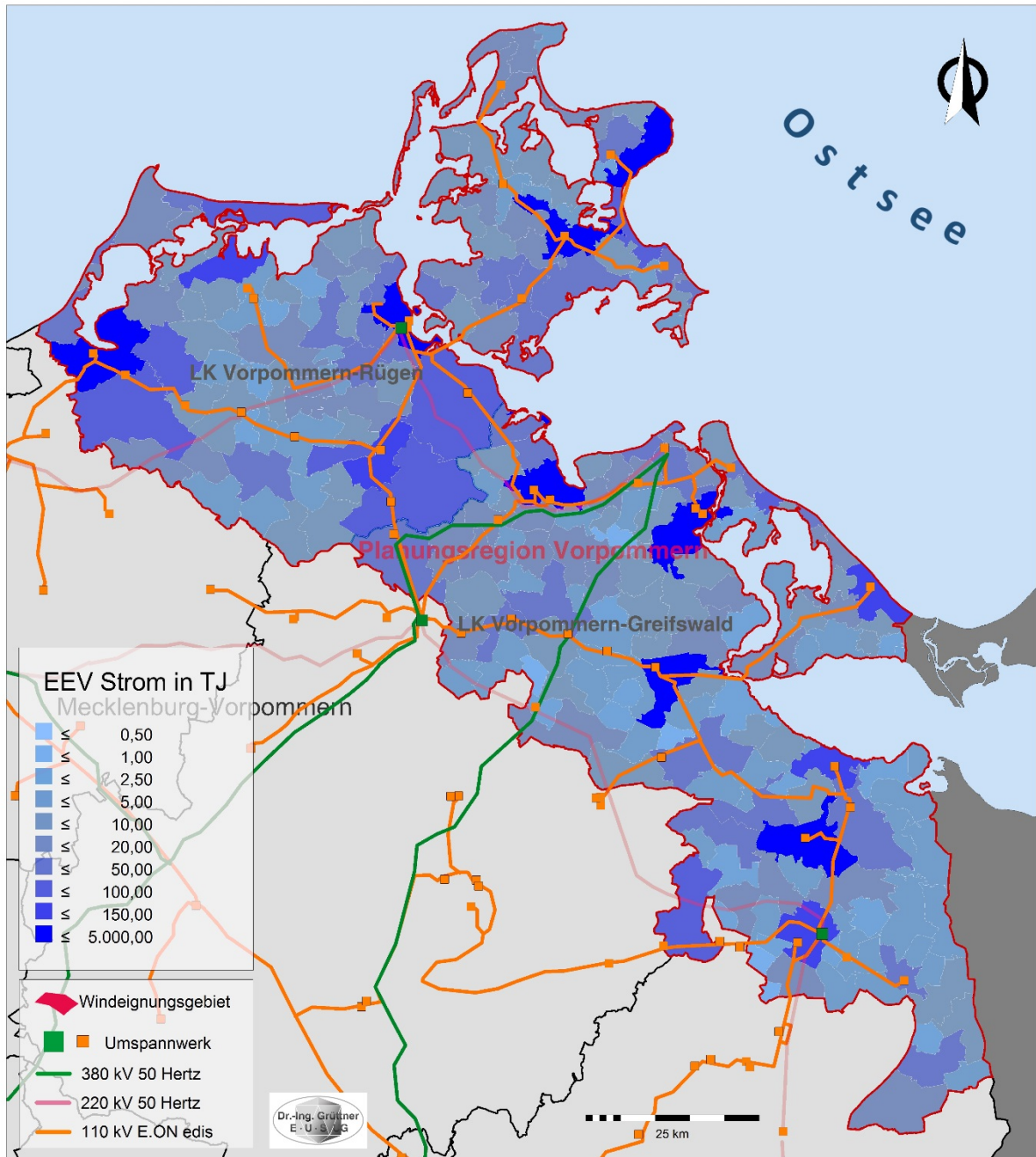




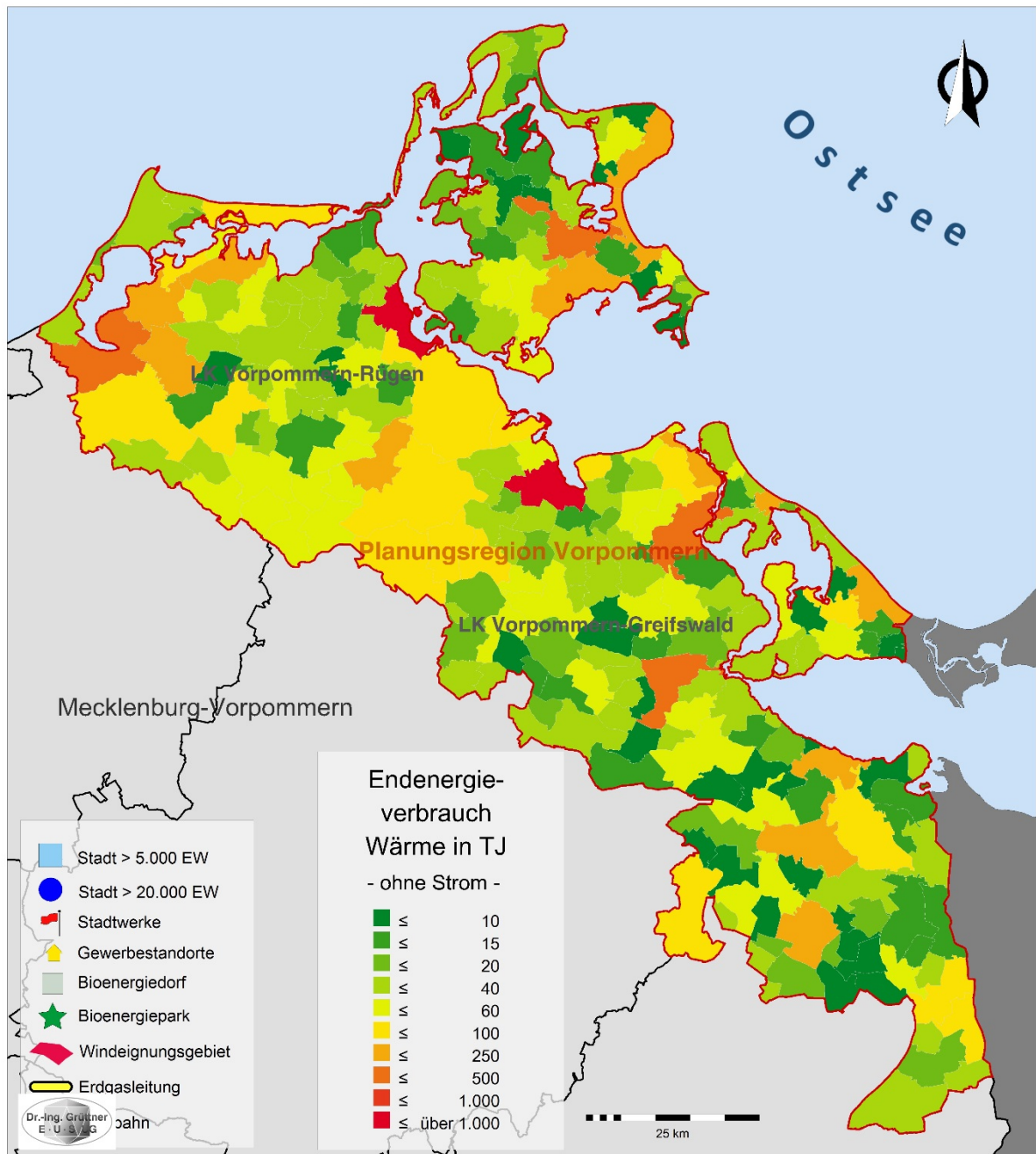
Karte 4: Räumliche Verteilung der Windstromerzeugung 2015 in der Region Vorpommern



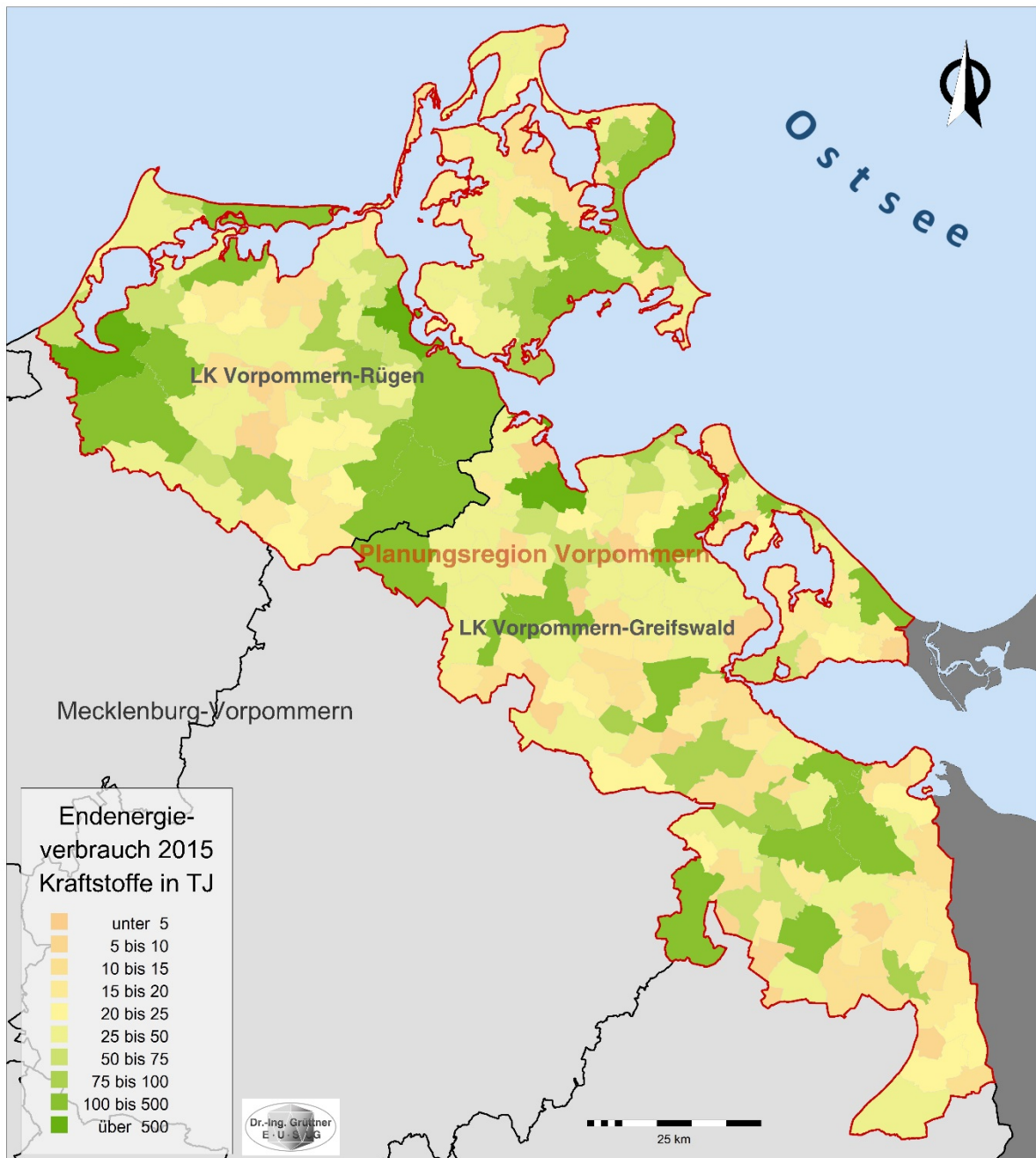
Karte 5: Räumliche Verteilung der EE-Stromerzeugung 2015 in der Region Vorpommern



Karte 6: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs 2015 in der Region Vorpommern

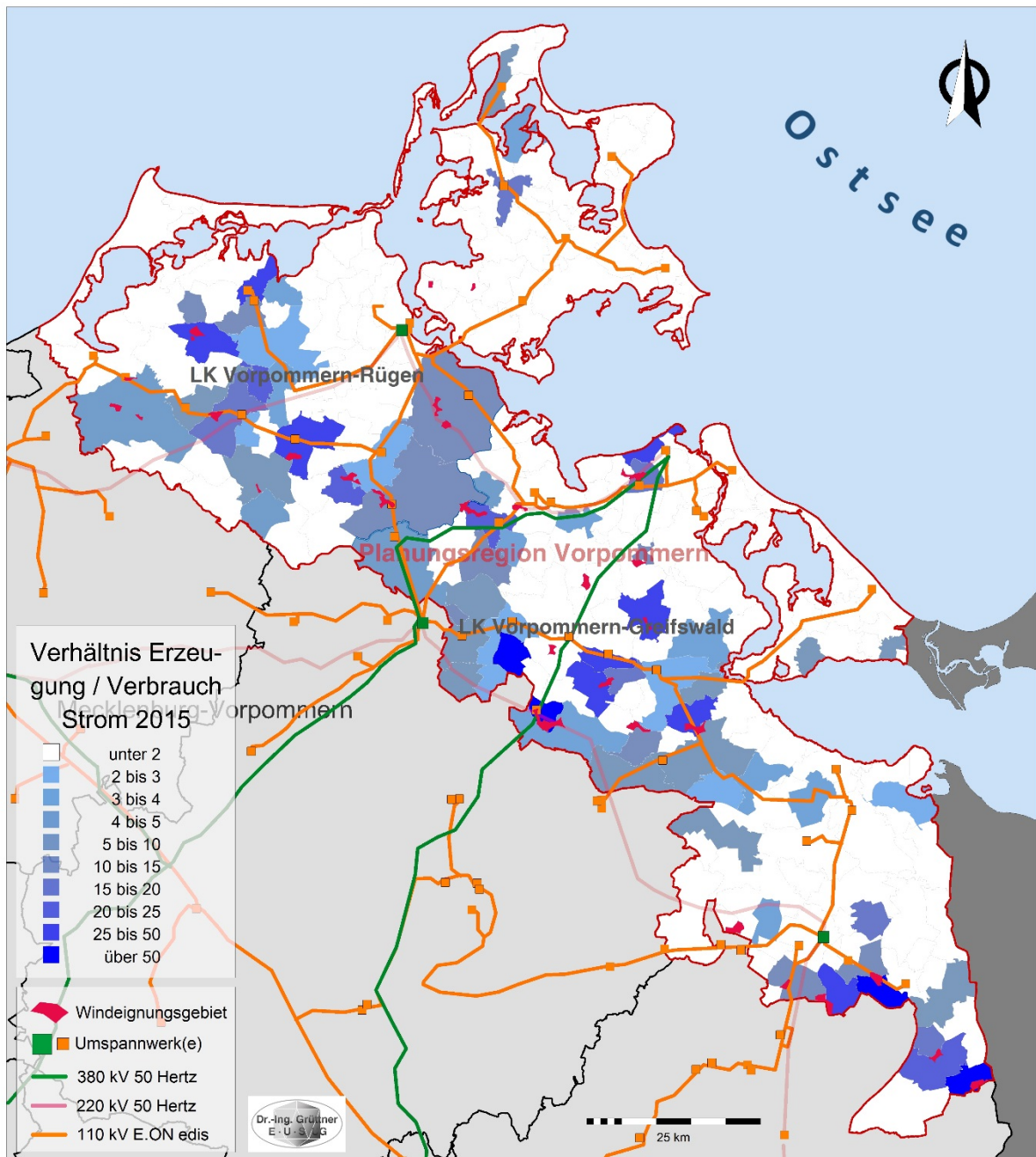


Karte 7: Räumliche Verteilung des Wärmeverbrauchs 2015 in der Region Vorpommern

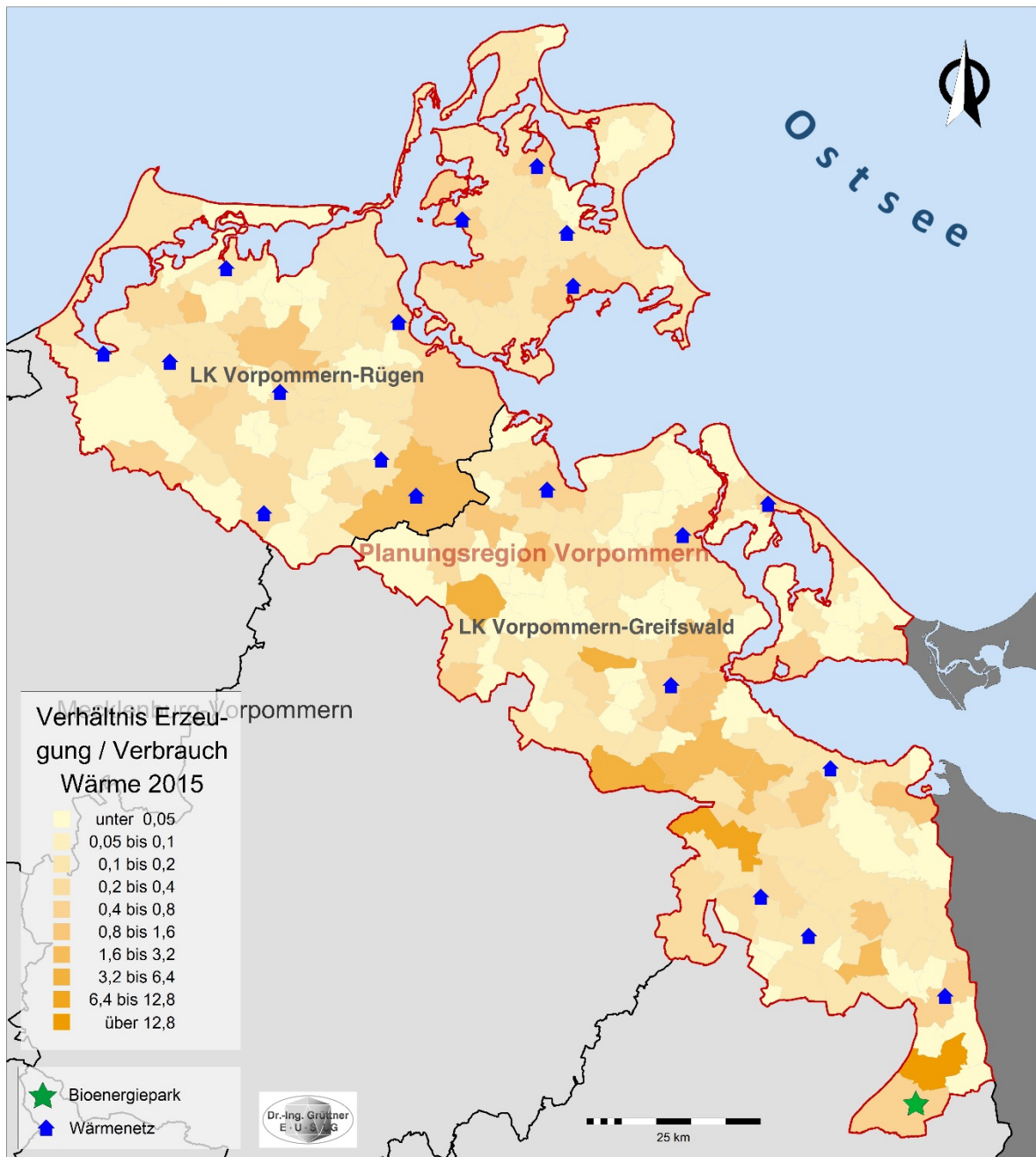


Karte 8: Räumliche Verteilung des Kraftstoffverbrauchs 2015 in der Region Vorpommern

Anm.: Die hier dargestellte Verteilung des Kraftstoffverbrauchs beinhaltet die Kraftstoffe, die im Straßenverkehr eingesetzt werden (Vergaser- und Dieselmotoren sowie Erdgas und Flüssiggas). Die dargestellte Verteilung basiert auf der Verteilung des den Verbrauch wesentlich prägenden Pkw-Bestandes und nicht auf der Verteilung der Tankstellen, in denen diese Kraftstoffe an die Verbraucher abgegeben werden. Sie berücksichtigt dementsprechend nicht den Einfluss, den saisonale Tourismusspitzen auf die regionale Verteilung des Kraftstoffverbrauchs ausüben (obwohl dieser Einfluss in Teilen der Region sehr unterschiedlich ausgeprägt sein muss).



Karte 9: Verhältnis Erzeugung/Verbrauch Strom 2015 in der Region Vorpommern



Karte 10: Verhältnis Erzeugung/Verbrauch Wärme 2015 in der Region Vorpommern



Karte 11: Verhältnis Erzeugung/Verbrauch Kraftstoffe 2015 in der Region Vorpommern

Der in dieser Karte hergestellte Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch von Kraftstoffen besteht nur in der Identität der Standorte. Er erfolgt allein aus methodischen Gründen und dient der Standortfindung für Energiespeicher, z.B. Tanklager. Ein realer Zusammenhang besteht nicht, weil die Kraftstoffherzeugung in der beiden Gemeinden der gesamtdeutschen Kraftstoffversorgung dient (die erzeugten Kraftstoffe werden an Raffinerien geliefert, die außerhalb Vorpommerns liegen).



## A.2 Daten zur Region Vorpommern

Merkmal	Einheit	LK VP-Rüg	LK VP-Gr	Region VP
		am 31.12.2015 / im Jahr 2015		
1	2	3	4	5 (= 3 + 4)
Flächennutzung (gerundet)				
Gesamtfläche	km <sup>2</sup>	3.210	3.930	7.140
Landwirtschaftsfläche	km <sup>2</sup>	2.140	2.400	4.540
Waldfläche	km <sup>2</sup>	590	860	1.460
Wasserfläche	km <sup>2</sup>	140	290	430
Siedlungsfläche	km <sup>2</sup>	190	200	380
Verkehrsfläche	km <sup>2</sup>	90	120	210
Andere Flächennutzungen	km <sup>2</sup>	60	70	130
Gemeinden	Anzahl	105	140	245
Einwohnerdichte	EW/km <sup>2</sup>	70,0	60,7	64,9
Witterungsverhältnisse 2015				
Lufttemperatur	°C	(Arkona)	(Greifswald)	
Jahresmittel	°C	9,6	9,7	
Abweichung vom Normalwert	°C	+ 1,7	+ 1,1	
Heizgradtagzahl	Kd		2804,3	
Heiztage	d		271	
Sektor 1: Private Haushalte				
Einwohnerzahl	Anzahl	224.820	238.358	463.178
Haushaltszahl (Jahresdurchschnitt)	Anzahl	187.000	196.200	383.200
Durchschnittl. Haushaltsgröße	Pers./HH	1,20	1,21	1,21
Wohngebäude	Anzahl	59.520	61.415	120.935
Wohnungen	Anzahl	129.073	135.941	265.014
Wohnfläche	100 m <sup>2</sup>	102.080	107.202	274.267
Sektor 2: Industrie & Gewerbe				
BIP zu Marktpreisen	Mill. EUR	4.985	5.293	10.278
Anteil an M-V	%	12,4	13,2	25,6
Erwerbstätige in 1.000	Anzahl	99,9	105,7	205,6
Anteil an M-V	%	13,4	14,2	27,6
BWS insgesamt	Mill. EUR	4.487	4.764	9.251
BWS zu Herstellungspreisen	Mill. EUR	177	120	297
Anteil an M-V	%	12,4	13,2	25,6
BWS zu Herstellungspreisen	Mill. EUR	665	811	1.476
BWS zu Herstellungspreisen	Mill. EUR	3.645	3.833	7.478
Gewerbegebiete	Anzahl	25	37	62
Gewerbegebiete - Fläche	km <sup>2</sup>	9,7	12,5	22,2
Industrie-/Gewerbefl. Gemeinden	km <sup>2</sup>	1,1	1,5	2,6

Merkmal	Einheit	LK VP-Rüg	LK VP-Gr	Region VP
		am 31.12.2015 / im Jahr 2015		
1	2	3	4	5 (=3+4)
<b>Sektor 3: Kleinverbraucher</b>				
Landw. Betriebe (2010)	Anzahl	638	672	1.310
Anteil an M-V	%	13,5	14,2	27,7
Beherbergungsbetriebe (2014)	Anzahl	1000	567	1567
Anteil an M-V	%	34,3	19,4	53,7
Bettenkapazität in 1.000 (2014)	Anzahl	97,5	54,2	151,7
Anteil an M-V	%	33,2	18,4	51,6
<b>Sektor 4: Verkehr</b>				
Pkw-Bestand privat	Anzahl	108.986	114.197	223.183
Anteil an M-V	%	14,1	14,8	28,8
Pkw-Bestand gewerblich	Anzahl	8.668	7.221	15.889
Anteil an M-V	%	14,8	12,3	27,1
Nfz-Bestand	Anzahl	11.100	10.291	21.391
Anteil an M-V	%	9,3	13,5	28,1
Jahresfahrleistung Schienen-ÖPNV	Tsd. Zkm	583	1.126	1.709
Anteil an M-V	%	16,5	31,8	48,3
Jahresfahrleistung Straßen-ÖPNV	Tsd. Bkm	7.924	7.215	15.139
Anteil an M-V	%	14,7	13,4	28,2
Güterumschlag der größeren Häfen	1.000 t	2021,3	1069,6	3090,9
Anteil an M-V	%	7,4	3,9	11,3
<b>Erneuerbare Energien - Anlagen mit Stromerzeugung</b>				
WEA - Anlagenbestand (onshore)	Anzahl	270	370	640
WEA - install. Leistung (onshore)	MW	361	574	935
WEA - Stromerzeugung	GWh	782	978	1.759
WEA - Anlagenbestand (offshore)	Anzahl	0	0,0	0
WEA - install. Leistung (offshore)	MW	0,0	0,0	0
WEA - Stromerzeugung (offshore)	GWh	0,0	0,0	0
Bioenergie - Anlagenbestand	Anzahl	51	103	154
Bioenergie - install. Leistung	MW	30	61	91
Bioenergie - Stromerzeugung	GWh	199	434	633
PV - Anlagenbestand	Anzahl	2.173	2.350	4.523
PV - install. Leistung	MW	251	293	544
PV - Stromerzeugung	GWh	231	258	490
K/D-Gas - Anlagenbestand	Anzahl	2	2	4
K/D-Gas - install. Leistung	MW	1	0,42	0,94
K/D-Gas - Stromerzeugung	GWh	1	1,23	1,86
WKA - Anlagenbestand	Anzahl	0	1	1
WKA - install. Leistung	MW	0	0,01	0
WKA - Stromerzeugung	GWh	0	0,00	0
EE-Anlagenbestand	Anzahl	2.496	2.471	4.967
EE-Anlagenleistung (el.)	MW	643	642	1.284
EE-Stromerzeugung	GWh	1.213	1.671	2.884

A.3 Technologisches Tableau Energiespeicher

Anwendungsbereich	Anwendung	Strom zu Strom								Strom zu Gas/Flüssigkeit/Wärme							
		Redox-Flow Batterien	Sonst. Batterien	Druckluftspeicher (CAES)	Pumpspeicherkraftwerke (PSW)	Schwungradspeicher	LAES - Flüssigluftenergiespeicher	Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES)	Kondensatoren	P2G-Wasserstoff	P2G-Methan	P2G-X / P2G-Fuels	P2Heat				
Nutzung und Integration erneuerbarer Energien	Speicherung überschüssiger Energie																
	Verminderung der Abregelung von EE-Anlagen zur Stromerzeugung																
	Reduzierung von konventionellen must-run-Anlagen																
	Ausregelung großer Lastgradienten durch schnelle Leistungsanpassung ("Ramping")																
	Momentanreserve / Frequenzhaltung																
	Primärregelleistung																
	Sekundärregelleistung																
	Minutenreserve																
	Beitrag zur gesicherten Leistung																
	Kurzschlussleistung																
Eignung zum Redispatch																	
Schwarzstartfähigkeit																	
Blindleistungserbringung																	
Spannungshaltung																	
Bereitstellung von Spitzenlast (Peak Shaving)																	
Wärmeerzeugung (Sektorenkopplung)	Nachfragegesteuerte / Verstetigte Wärmebereitstellung von Nah-/Fernwärme																
	solare Kombisysteme																
	Bereitstellung von Gas																
Stoffliche Nutzung (Sektorenkopplung)	Bereitstellung von flüssigen Kraftstoff																
	Bereitstellung von Chemikalien																
	Nutzung industrieller Abwärme																
Industrielle Prozesse	Rekuperation mechanischer Energie																
	Entkopplung Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung in KWK-Anlagen																
	Bereitstellung alternativer Brenn-/Rohstoffe																
Gebäude	Ausgleich von Heiz- und Kühlbedarf																
	Entkopplung Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung in Micro-KWK-Anlagen																
	Tag/Nacht-Ausgleich																
Mobilität	Sommer/Winter-Ausgleich																
	Erhöhung Eigenverbrauchsanteil (z.B. Hausbatterien)																
Steigerung der Energieeffizienz	Rekuperation mechanischer Energie																
	Effizienter Antrieb																

■ geeignet  
■ bedingt geeignet / neutral  
■ nicht geeignet

Parameter	Blei-Säure-Batterien		Lithium-Ionen-Batterien		Redox-Flow Batterien		Hochemperaturbatterien (NAS)		Pumpspeicherkraftwerke (PSW)		Druckluftspeicher CAES (adabatsch)	
	aktuell	2030	aktuell	2031	aktuell	2032	aktuell	2033	aktuell	2030	aktuell	2030
Gesamtwirkungsgrad	70-75% (incl. Umrichter)	73-78%	80-85% (incl. Umrichter)	85-90%	70-80%	75-85%	68-75%	78-83%	75-82%	60-70%		
Energiedichte	50-100 Wh/l	50-130 Wh/l	200-350 Wh/l	250-550 Wh/l	20-70 Wh/l	>100 Wh/l	150-250 Wh/l	nicht verfügbar	0,27 Wh/l-1,5Wh/l (100 bzw. 550m Höhenunterschied)	3-6 Wh/l (100-200bar)		
Leistungsdichte	10-500 W/l	10-1000W/l	100-350 W/l	100-500 W/l	nicht verfügbar	nicht verfügbar	nicht verfügbar	nicht verfügbar	nicht verfügbar	nicht verfügbar		
Zykluslebensdauer	500-2000	1500-5000	1000-5000 (Vollzyklen)	3000-10.000	> 10.000	> 10.000	5000-10000	5000-10000	nicht verfügbar	nicht verfügbar		
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 15 (abh. von Temp., Ladezustand, SOC)	10 bis 20	5-20 Jahre	10-30 Jahre	10-15 Jahre	15-25 Jahre	15-20 Jahre	20-30 Jahre	80 Jahre	ca. 25 Jahre		
Entladetiefe	70%	80%	bis 100%		100%			200%	80-100% (zwischen festgelegtem min. und max. Wasserstand)	35-50%		
Selbstentladung	0,1-0,4%/Tag	0,05-0,2%/Tag	5%/Monat	1%/Monat	0,1-0,4%/Tag	0,05-0,2%/Tag	10%/Tag bei kleinen nur in Bereitschaft	nicht verfügbar	0,005-0,02%/Tag	0,5-1%/Tag		
Leistungsinstillationskosten	150-200 €/kW	35-65 €/kW	150-200 €/kW	35-65 €/kW	1000-1500 €/kW	600-1000 €/kW	150-200 €/kW	35-150€/kW	500 - 1000 €/kW	1000 €/kW	700 €/kW	
Energieinstillationskosten	100-250 €/kWh	50-80 €/kWh	300-800 €/kWh	150-300€/kWh	300-500 €/kWh	70-150 €/kWh	500-700 €/kWh	80-150€/kWh	5 - 20 €/kWh	40-80 €/kWh (inkl. Thermischer Speicher)		
Reaktionszeit	3-5 ms	3-5 ms	3-5 ms	3-5 ms	Sekunden	Sekunden	3-5 ms	3-5 ms	ab 3min	3-10 min		
lokale Voraussetzung	Ventilation auf Grund von Gasbildung		keine	keine	keine	keine	keine	keine	Speicherbocken mit deutlichem Höhenunterschied	Kavernen (z.B. Salzkavernen)		
Hauptanwendung	Frequenzregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, Inselnetze, PV-Speichersysteme, USV (Möglichkeit der Sektorenkopplung)	Frequenzregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, Inselnetze, PV-Speichersysteme (Möglichkeit der Sektorenkopplung)	Frequenzregelung, Spannungregelung, Lastausgleich, Elektromobilität, PV-Speichersysteme (Möglichkeit der Sektorenkopplung)	sekundäre und tertiäre Frequenzregelung, Langzeitspeicher, Inselnetze	keine	keine	Frequenzregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, Inselnetze, Elektromobilität (Zebra), USV	Frequenzregelung (Sekundär- und Tertiärregelung), Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, stehende Reserve, Schwarzstart				
Energie zu Leistungsdichte (E2P)	Kurz- und Mittelfristspeicher	Kurz- und Mittelfristspeicher	Kurz- und Mittelfristspeicher	Mittelfrist- und Langzeitspeicher	Mittelfrist- und Langzeitspeicher	Mittelfristspeicher	Mittelfristspeicher	2-8 h				

A.4 Energiebilanz der Region Vorpommern 2015 (in Mengeneinheiten)

Energiebilanz Vorpommern 2015			Bilanzspalte	Fossile Energieträger				EE	Strom und Fernwärme		gesamt		
				Kohlen	Öle	Kraftstoffe	Gase		23	24			
				1 - 6	7, 11 - 14	8, 9, 10	15, 16		17 - 22	23		24	26
				kt	kt	kt	Mio. m <sup>3</sup>		TJ	GWh		TJ	TJ
Primärenergiebilanz	Primärenergie	Gewinnung im Inland	1		5		1	22.352			22.583		
		Bezüge	2	54	83	330	286	0	0	0	29.172		
		Bestandsentnahmen	3									0	
		Energieaufkommen im Inland	4	54	88	330	287	22.352	0	0	51.754		
		Lieferung	5					3.496	1.491			8.864	
		Hochseebunkerungen	6									0	
		Bestandsaufstockungen	7	3	2	1		3				200	
		Primärenergieverbrauch im Inland	8	51	85	329	287	18.853	0	0		42.690	
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Wärme- und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (ohne KWK) <sup>1)</sup>	9								0		
		Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (nur KWK)	10	20	0		16				1.164		
		Industriewärme- und Wasserkraftwerke	11		1		32					1.133	
		Wasserkraftwerke	12					0				0	
		Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen	13					16.548				16.548	
		Heizwerke <sup>1)</sup>	14	1	0		20	215				945	
		Sonstige Energieerzeuger	15		0		0					22	
		Umwandlungseinsatz insgesamt	16	21	1	0	67	16.764	0	0		19.812	
	Umwandlungsausstoß	Wärme- und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (ohne KWK) <sup>1)</sup>	17									0	
		Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (nur KWK)	18						155	1.619		2.176	
		Industriewärme- und Wasserkraftwerke	19						309			1.111	
		Wasserkraftwerke	20						0			0	
		Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen	21						2.884			10.383	
		Heizwerke <sup>1)</sup>	22							693		693	
		Sonstige Energieerzeuger	23							15		53	
		Umwandlungsausstoß insgesamt	24	0	0	0	0	0	3.362	2.311		14.416	
	Verbr. in Energiegewinnung und Umwandlung	Kraftwerke, Heizwerke	25						88	63		378	
		Erdöl-, und Erdgasgewinnung	26				1		15			96	
		Sonstige Energieerzeuger	27					0				0	
		Energieverbrauch im Umwandlungsbereich insgesamt	28	0	0	0	1	0	103	63		474	
	Verluste	Fackel- und Leitungsverluste	29					0	0	67	489	730	
		Energieangebot nach Umwandlungsbilanz	30	31	84	329	218	2.089	1.702	1.760		36.090	
		Nichtenergetischer Verbrauch	31		13							503	
		Statistische Differenzen	32									0	
Endenergieverbrauch nach Sektoren	Endenergieverbrauch insgesamt	33	31	72	329	218	2.089	1.702	1.760		35.587		
	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	34	2	0		1		5			82		
	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	35	5	0		15		100	260		1.287		
	Textil- und Bekleidungsindustrie	36	0	0		0		1			11		
	Lederindustrie	37											
	Holzindustrie (o. Herstell. v. Möbeln)	38		0		2	729	65	20		1.037		
	Papier-, Verlags- und Druckindustrie	39		0		2		5	1		95		
	Chemische Industrie	40		0		2		25	20		189		
	Herstellung von Gummi- und Kunststoffen	41		0	0	2	0	15	20		151		
	Glasindustrie, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	42	2	1	0	3	0	15	1		218		
	Metallerzeugnis- u. -bearbeitung, Herstell. v. Metallerzeugn.	43	1	0	0	2	0	35	5		216		
	Maschinenbau	44		0	0	2	0	15	5		117		
	Herstell. v. Bürom., DV-Geräten, E-Techn., Feinmech. u. Opt.	45		0		1		10	5		61		
	Fahrzeugbau	46		0	0	3	0	15	15		163		
	Herstell. v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr., Sportg., Recycling	47		0		1		5	5		45		
	Gew. v. Steinen u. Erden, Bergbau u. Verarb. Gewerbe insg.	48	10	2	0	33	730	311	357		3.672		
	Vorleistungsgüterproduktion und Energie	49	4	1	0	9	729	125	61		1.676		
	Investitionsgüterproduktion	50	1	0	0	3	1	50	10		333		
	Gebrauchsgüterproduktion	51		0	0	4	0	30	25		270		
	Verbrauchsgüterproduktion	52	5	1		17		106	261		1.393		
	Schieneverkehr	53			7			19	68		560		
	Straßenverkehr	54		3	286	1		625			13.088		
	Luftverkehr	55			1						21		
	Küsten- und Binnenschifffahrt	56			1			3			45		
	Verkehr insgesamt	57		3	294	1		646	68		13.716		
	Haushalte	58				111	567	577	956		7.492		
	Gewerbe, Handel, Dienstl. und übr. Verbraucher	59			32	74	88	747	447		7.193		
	Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstl. und übr. Verbraucher	60	21	67	35	184	713	1.323	1.403		18.200		

<sup>1)</sup> einschließlich ungekoppelte Erzeugung in Heizkraftwerken  
Dr.-Ing. Grüttner Energie-Umwelt-Strategie UG (haftungsbeschränkt)

A.5 Energiebilanz der Region Vorpommern 2030 (in Mengeneinheiten)

- ohne weiteren EE-Ausbau -

Energiebilanz Vorpommern 2030			Bilanzspalte	Fossile Energieträger				EE	Strom und Fernwärme		gesamt		
				Kohlen	Öle	Kraftstoffe	Gase		Strom	Fernwärme			
				1 - 6	7, 11 - 14	8, 9, 10	15, 16		17 - 22	23		24	26
				kt	kt	kt	Mio. m³		TJ	GWh		TJ	TJ
Primärenergiebilanz	Primärenergie	Gewinnung im Inland	1		5		1	22.352			22.583		
		Bezüge	2	54	87	260	290	0	0	0	26.450		
		Bestandsentnahmen	3								0		
		Energieaufkommen im Inland	4	54	92	260	290	22.352	0	0	49.032		
		Lieferung	5					3.651			3.651		
		Hochseebunkerungen	6								0		
		Bestandsaufstockungen	7	3	2	1		3			200		
		Primärenergieverbrauch im Inland	8	51	90	259	290	18.698	0	0	45.181		
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Wärme- und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (ohne KWK) <sup>1)</sup>	9								0		
		Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (nur KWK)	10	20	0		28				1.589		
		Industriewärme- und Wasserkraftwerke	11		1		37				1.329		
		Wasserkraftwerke	12					0,005			0		
		Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen	13					16.548			16.548		
		Heizwerke <sup>1)</sup>	14	1	0,3		20	215			945		
		Sonstige Energieerzeuger	15		0,5		0,05		1,256		4.549		
		Umwandlungseinsatz insgesamt	16	21	1	0	85	16.764	1,256	0	24.959		
	Umwandlungsausstoß	Wärme- und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (ohne KWK) <sup>1)</sup>	17								0		
		Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung (nur KWK)	18						120	1.367	1.799		
		Industriewärme- und Wasserkraftwerke	19						309		1.111		
		Wasserkraftwerke	20						0		0		
		Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen	21						2.884		10.383		
		Heizwerke <sup>1)</sup>	22							944	944		
		Sonstige Energieerzeuger	23				17		15		680		
		Umwandlungsausstoß insgesamt	24	0	0	0	17	0	3.327	2.311	14.918		
	Verbr. in Energiegewinnung und Umwandlg.	Kraftwerke, Heizwerke	25						87	63	374		
		Erdöl-, und Erdgasgewinnung	26				1		15	0	96		
		Sonstige Energieerzeuger	27					0	0	0	1		
		Energieverbrauch im Umwandlungsbereich insgesamt	28	0	0	0	1	0	102	63	472		
	Fackel- und Leitungsverluste	Fackel- und Leitungsverluste	29				0	0	66	489	729		
		Energieangebot nach Umwandlungsbilanz	30	31	89	259	220	1.935	1.904	1.760	33.939		
		Nichtenergetischer Verbrauch	31	0	13	0	0	0	0	0	503		
		Statistische Differenzen	32	0	0	0	0	0	0	0	0		
Endenergieverbrauch nach Sektoren	Endenergieverbrauch insgesamt	33	31	76	259	220	1.935	1.904	1.760	33.436			
	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	34	2	0,1		1		5	0	82			
	Ermährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	35	5	0,4		15		100	260	1.287			
	Textil- und Bekleidungsindustrie	36		0,1		0		1	0	11			
	Ledergewerbe	37						0	0	0			
	Holzgewerbe (o. Herstell. v. Möbeln)	38		0,03		2	729	65	20	1.037			
	Papier-, Verlags- und Druckgewerbe	39		0,1		2		5	1	95			
	Chemische Industrie	40		0,2		2		25	20	189			
	Herstellung von Gummi- und Kunststoffen	41		0,1	0,1	2	0,1	15	20	151			
	Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	42	2	0,5	0,1	3	0,2	15	1	218			
	Metallerzeug- u. -bearbeitung, Herstell. v. Metallerzeugn.	43	1	0,1	0,2	2	0,3	35	5	216			
	Maschinenbau	44		0,0	0,1	2	0,2	15	5	117			
	Herstell. v. Bürom., DV-Geräten, E-Techn., Feinmech. u. Opt.	45		0,1		1		10	5	61			
	Fahrzeugbau	46		0,1	0,1	3	0,1	15	15	163			
	Herstell. v. Möbeln, Schmuck, Musikinstr., Sportg., Recycling	47		0,1		1		5	5	45			
	Gew. v. Steinen u. Erden, Bergbau u. Verarb. Gewerbe insg.	48	10	2	0	33	730	311	357	3.672			
	Vorleistungsgüterproduktion und Energie	49	4	1	0	9	729	125	61	1.676			
	Investitionsgüterproduktion	50	1	0	0	3	1	50	10	333			
	Gebrauchsgüterproduktion	51		0	0	4	0,1	30	25	270			
	Verbrauchsgüterproduktion	52	5	1		17	0	106	261	1.393			
	Schieneverkehr	53			7		19	68		560			
	Straßenverkehr	54		7	215	3	470	202		10.938			
	Luftverkehr	55			1					21			
	Küsten- und Binnenschifffahrt	56			1		3			45			
	Verkehr insgesamt	57	0	7	224	3	492	270	0	11.565			
	Haushalte	58				111	567	577	956	7.492			
	Gewerbe, Handel, Dienstl. und übr. Verbraucher	59			32	74	88	747	447	7.193			
	Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstl. und übr. Verbraucher	60	21	67	35	184	713	1.323	1.403	18.200			

<sup>1)</sup> einschließlich ungekoppelte Erzeugung in Heizkraftwerken  
Dr.-Ing. Grüttner Energie-Umwelt-Strategie UG (haftungsbeschränkt)



**Dr.-Ing. Grüttner**  
**Energie · Umwelt · Strategie**  
**UG (haftungsbeschränkt)**

18239 Hohen Luckow

Bützower Str. 1a

Fon +49(0)38295 74-109

Fax +49(0)38295 74-141

Mobil: 0173 973 8243

[info@gruettner-eus.de](mailto:info@gruettner-eus.de)

[www.gruettner-eus.de](http://www.gruettner-eus.de)